

Matthias Loderbauer

# **Qualitätsorientierter Mittelspannungsnetzausbau**

aus der Sicht eines Netzbetreibers

eingereicht als

## **DIPLOMARBEIT**

an der

HOCHSCHULE MITTWEIDA

---

UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

**im Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen**

**Tiefgraben, 2010**

**Erstprüfer: Prof. Dr. Johannes Stelling**

**Zweitprüfer: Prof. Dr. Andreas Hollidt**

**Vorgelegte Arbeit wurde verteidigt am:**

## **Bibliografische Beschreibung**

Loderbauer, Matthias:

Qualitätsorientierter Mittelspannungsnetzausbau aus der Sicht eines Netzbetreibers. – 2010. – 69 S.

Tiefgraben, Hochschule Mittweida, Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen, Diplomarbeit, 2010

## **Kurzreferat**

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, ein Werkzeug für die Variantenbeurteilung von Mittelspannungsausbaumaßnahmen zu entwickeln. Mit den aus der Störstatistik gewonnenen Daten und den Investitionskosten für Mittelspannungsnetze können verschiedene Ausbauvarianten beurteilt werden. Dabei werden auch durch Störungen der Versorgung auftretende Kosten der Kunden, berücksichtigt. Auf diese Weise lässt sich die wirtschaftlichste Variante ermitteln.

# I Inhaltsverzeichnis

<b>Bibliografische Beschreibung .....</b>	<b>I</b>
<b>Kurzreferat .....</b>	<b>I</b>
<b>I Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>II</b>
<b>II Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>V</b>
<b>III Abbildungs- und Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung .....	2
1.2 Zielsetzung .....	2
1.3 Methodische Vorgehensweise .....	3
<b>2 Umfeld eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens .....</b>	<b>5</b>
2.1 Entwicklungen in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft .....	5
2.2 Stromnetzbetreiber im liberalisierten Strommarkt .....	6
2.2.1 Pflichten eines Netzbetreibers und ihre Folgen .....	6
2.2.2 Aufgabenfeld eines Projektplaners in der Energie AG Netz GmbH .....	6
<b>3 Einordnung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre .....</b>	<b>8</b>
3.1 Kosten-Nutzen-Betrachtung eines Netzbetreibers .....	8
3.2 Elektrizitätsnetzbetreiber als Datendrehscheibe .....	9
<b>4 Mittelspannungsnetz zur überregionalen Stromversorgung .....</b>	<b>11</b>
4.1 Aufbau, Netzformen und Entstehung der Mittelspannung .....	11
4.1.1 Hierarchie der Netzspannungsebenen .....	11
4.1.2 Geschichtliche Entwicklung der Mittelspannung .....	13
4.1.3 Aufbau eines Mittelspannungsversorgungsnetzes .....	14
4.2 Betriebsmittel zur Übertragung von elektrischer Energie .....	15
4.2.1 Betrachtung von Freileitungen für den Energietransport .....	15
4.2.2 Einsatz zukunftsweisender Erdkabel .....	18
4.2.3 Gegenüberstellung von Freileitungen und Mittelspannungskabel .....	20
4.3 Umspannwerke und Trafostationen als Netzknotenpunkte .....	22
4.3.1 Umspannwerke als zentrale Verteilstellen .....	22
4.3.2 Ortsnetztrafostationen und Industriestationen .....	23
4.4 Netzbetrieb Mittelspannung .....	23
4.4.1 Vorschriften und Bestimmungen .....	23

4.4.2	Mittelspannungsschutzkonzept.....	24
4.5	Realisierung eines Mittelspannungsprojektes .....	25
4.5.1	Projektplanung bis zur Baueinweisung.....	25
4.5.2	Projektausführung und Fertigmeldung.....	26
4.6	Grundlagen der Energie AG Störungsstatistik .....	27
4.6.1	Ausfallhäufigkeit $H_{VU}$ .....	27
4.6.2	Mittlere Ausfallzeit $T_A$ .....	28
<b>5</b>	<b>Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsrechnung .....</b>	<b>30</b>
5.1	Verfahren der Zinseszinsrechnung .....	30
5.2	Berücksichtigung der Teuerung .....	32
5.3	Kapitalkosten einer Investition .....	32
5.4	Investitionskosten und Nutzungsdauer .....	33
5.5	Betriebskosten der Energieversorger.....	34
5.6	Ausgabewirksame Kosten.....	36
5.7	Störungs- und Schadensfolgekosten .....	36
5.8	Ausfallkosten durch Versorgungsunterbrechungen .....	37
5.8.1	Zusammenhang mit der Auswahl der Produktionsstandorte .....	37
5.8.2	Einteilung der Kundengruppen .....	38
5.8.3	Bewertung der Ausfallkosten.....	39
<b>6</b>	<b>Kostenmäßige Beurteilung von Varianten.....</b>	<b>41</b>
6.1	Voraussetzungen für einen Variantenvergleich.....	41
6.2	Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung .....	41
6.3	Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	42
6.4	Entwicklung eines Werkzeuges für die praktische Anwendung .....	45
6.4.1	Konstante Parameter.....	45
6.4.2	Benutzerboard .....	47
6.4.3	Produktpreise .....	49
6.4.4	Berechnung der Ausgabewirksamen Kosten.....	50
6.4.5	Berechnung der Ausfallkosten.....	51
<b>7</b>	<b>Untersuchung an einem praktischen Beispiel .....</b>	<b>53</b>
7.1	Definition und Beschreibung .....	53
7.2	Ausgangssituation vor einer geplanten Umbaumaßnahme.....	53
7.3	Doppelleitung Abgang 4 "Industrie" .....	56
7.3.1	Beschreibung der Umbaumaßnahme 1 .....	56

7.3.2	Bewertung der Umbaumaßnahme 1.....	57
7.4	Doppelleitung Abgang 4 "Industrie" (Umschaltautomatik).....	58
7.4.1	Beschreibung der Umbaumaßnahme 2.....	58
7.4.2	Bewertung der Umbaumaßnahme 2.....	59
7.5	Verkabelung Abgang 4 "Industrie" .....	60
7.5.1	Beschreibung der Umbaumaßnahme 3.....	60
7.5.2	Bewertung der Umbaumaßnahme 3.....	61
7.6	Ringleitung Abgang "Aspach" mit "Industrie" (Abgang 3 + 4).....	63
7.6.1	Beschreibung der Umbaumaßnahme 4.....	63
7.6.2	Bewertung der Umbaumaßnahme 4.....	65
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>67</b>
8.1	Ergebnisse .....	67
8.2	Konsequenzen .....	67
8.3	Ausblick.....	68
<b>IV</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>VIII</b>
<b>V</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>XI</b>
<b>VI</b>	<b>Eidesstattliche Erklärung.....</b>	<b>XXI</b>

## **II Abkürzungsverzeichnis**

A	Ausgangssituation
Abb.	Abbildung
AfA	Absetzung für Abnutzung
AG	Aktien Gesellschaft
Aufl.	Auflage
AWE-K	automatische Wiedereinschaltung - kurz
AWE-L	automatische Wiedereinschaltung - lang
BH	Bezirkshauptmannschaft
bzw.	beziehungsweise
ca.	zirka
cm	Zentimeter
Dr.	Doktor
EAG	Energie AG
ECG	Energie-Control GmbH
E-Control	Energie-Control Kommission
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts-und-organisationsgesetz
EN	Europäische Normen
etc.	et cetera (und so weiter)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
F	Freileitungsringleitung
f	und die folgende Seite
ff	und die folgenden Seiten
GIS	Geographisches Informations-System
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung

h	Stunde/n
H <sub>VU</sub>	Ausfallhäufigkeit
K	Kabelringleitung
km	Kilometer
kV	Kilovolt
min.	mindestens
Mio.	Millionen
mm <sup>2</sup>	Quadratmillimeter
MS	Mittelspannung
ÖVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
OÖ	Oberösterreich
PE	Polyethylen
Prof.	Professor
PVC	Polyvinylchlorid
PWh	Petta Watt Stunde/n
S.	Seite
SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
t	Zeit
Tab.	Tabelle
T <sub>n</sub>	betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer
Trafo	Transformator
U	Umbaumaßnahme
usw.	und so weiter
UW	Umspannwerk
z.B.	zum Beispiel
€	Euro
%	Prozent

### III Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abb. 4-1 Modell eines Stromversorgungsnetzes .....	12
Abb. 4-2 Einfachleitung mit Trafostationen .....	14
Abb. 4-3 Doppelleitung mit Industriestation .....	15
Abb. 4-4 Ringleitung .....	15
Abb. 4-5 Maststützpunkte im MS-Netz .....	16
Abb. 4-6 Waldleitungen .....	17
Abb. 4-7 Mittelspannungserdkabel und Mittelspannungsnormkүнette .....	18
Abb. 4-8 Verkabelungsgrad .....	19
Abb. 4-9 Kabelentwicklung .....	19
Abb. 4-10 Hochspannungsnetz .....	21
Abb. 4-11 Mittelspannungsbetriebsmittel .....	22
Abb. 4-12 Stationstypen .....	23
Abb. 4-13 Ansuchen zur energierechtlichen Genehmigung .....	26
Abb. 4-14 Vergleich der Störungen im Kabel-Freileitungsnetz .....	27
Abb. 4-15 Statistik Fehlerorte 2000 - 2009 .....	28
Abb. 4-16 Einfachleitung mit Störungsfällen .....	29
Abb. 7-1 Übersichtsplan UW-Roszbach .....	55
Abb. 7-2 Planausschnitt Versorgung Schotterwerk .....	56
Abb. 7-3 Umbaumaßnahme 1 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten .....	57
Abb. 7-4 Umbaumaßnahme 1 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen .....	58
Abb. 7-5 Umbaumaßnahme 1 – Ausfallkosten und Kostenvergleich .....	58
Abb. 7-6 Umbaumaßnahme 2 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten .....	59
Abb. 7-7 Umbaumaßnahme 2 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen .....	60
Abb. 7-8 Umbaumaßnahme 2 - Ausfallkosten und Kostenvergleich .....	60
Abb. 7-9 Planausschnitt Verkabelung Schotterwerk .....	61
Abb. 7-10 Umbaumaßnahme 3 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten .....	62
Abb. 7-11 Umbaumaßnahme 3 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen .....	62
Abb. 7-12 Umbaumaßnahme 3 - Ausfallkosten und Kostenvergleich .....	63
Abb. 7-13 Planausschnitt Ringverbindung Abgang 3+4 .....	64
Abb. 7-14 Umbaumaßnahme 4 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten .....	65
Abb. 7-15 Umbaumaßnahme 4 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen .....	65
Abb. 7-16 Umbaumaßnahme 4 - Ausfallkosten und Kostenvergleich .....	66
Abb. V-1 Screenshot – Benutzerboard Eingabemaske .....	XI
Abb. V-2 Screenshot – Benutzerboard Ausgabediagramme .....	XII
Abb. V-3 Screenshot – Produktkatalog .....	XIII
Abb. V-4 Screenshot – Ausgabewirksame Kosten Ausgangssituation 1.Tab. ....	XIV
Abb. V-5 Screenshot – Ausgabewirksame Kosten Ausgangssituation 2.Tab. ....	XV
Abb. V-6 Screenshot – Ausgabewirksame Kosten Umbaumaßnahme 1.Tab. ....	XVI



Abb. V-7 Screenshot – Ausgabewirksame Kosten Umbaumaßnahme 2.Tab. ....	XVII
Abb. V-8 Screenshot – Ausfallkosten Ausgangssituation .....	XVIII
Abb. V-9 Screenshot – Ausfallkosten Umbaumaßnahme.....	XIX
Abb. V-10 Screenshot – Konstante Parameter .....	XX
Tab. 4-1 Ausfallzeiten nach Störungsort .....	29
Tab. 5-1 Investitionen im Mittelspannungsnetz.....	33
Tab. 5-2 Auszug aus der AfA-Tabelle für die Elektrizitätswirtschaft .....	34
Tab. 5-3 Betriebskostenbewertung der Mittelspannungsbetriebsmittel .....	35
Tab. 5-4 Spezifische Ausfallkosten " $K_W$ " je nicht zeitgerecht gelieferter Energie .....	39
Tab. 6-1 Umschaltdauer.....	45
Tab. 6-2 Ausfalleistung je Kundengruppe .....	45
Tab. 6-3 Durchschnittliche Anzahl der $H_{VU}$ pro Jahr .....	46
Tab. 6-4 Durchschnittliche Ausfallzeit $T_A$ .....	46
Tab. 6-5 Allgemeine konstante Parameter .....	46
Tab. 6-6 Spezifische arbeitsbezogene Ausfallkosten .....	47
Tab. 6-7 Eingabemaske für Ausgangssituation .....	48
Tab. 6-8 Bewertung Ausgangssituation .....	49
Tab. 6-9 Auszug aus dem Produktkatalog .....	50
Tab. 7-1 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 1 .....	57
Tab. 7-2 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 2.....	59
Tab. 7-3 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 3.....	61
Tab. 7-4 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 4.....	64

## 1 Einleitung

In industrialisierten Ländern ist heutzutage die ausreichende Bereitstellung von elektrischer Energie die Voraussetzung für eine florierende Wirtschaft. Der weltweite Energieverbrauch liegt derzeit bei 130 Peta Watt Stunden (PWh)<sup>1</sup> pro Jahr und nimmt jährlich um etwa 2 Prozent zu. Die Ursachen dafür liegen in der steigenden Bevölkerungszahl der Entwicklungsländer und im hohen Energieverbrauch für die Förderung noch nutzbarer fossiler Brennstoffe. Auch die Steigerung von Energieeffizienz verursacht in vielen Bereichen, so etwa bei der Verbesserung der thermischen Isolation von Altbauten, vorerst Aufwand in Form von Energie. In wirtschaftlich nicht so stark entwickelten Ländern ist Energie die Voraussetzung um die Wirtschaft aufzubauen. Der Nachholbedarf bei der Erstellung der Infrastruktur, die höheren Lebensansprüche und die zunehmende Güterproduktion werden in den nächsten Jahrzehnten den Energieverbrauch weiter rasant ansteigen lassen. Um eine mögliche zukünftige Energieknappheit schon jetzt abzuwenden, wird in wirtschaftlich hoch entwickelten Ländern versucht, durch Energieeinsparungsmaßnahmen den Mehrverbrauch an elektrischer Energie einzudämmen.

Für die Bereitstellung von elektrischer Energie zum Endverbraucher ist eine lange Kette von Arbeitsschritten nötig. Diese Diplomarbeit befasst sich mit einem Glied dieser Kette, dem elektrischen Versorgungsnetz. Da die Kraftwerke sich an verschiedenem Orten befinden, haben die elektrischen Versorgungsnetze die Aufgabe, die einzelnen Verbraucher eines Versorgungsgebietes mit elektrischer Energie zu versorgen. Die Übertragungsanlage, die Netzform und alle anderen Betriebsmittel, die für den Betrieb der Leitung notwendig sind, müssen dabei so beschaffen sein, dass eine optimale störungsfreie Stromversorgung aller Verbraucher sichergestellt ist. Der jährlich ständig stets elektrische Energieverbrauch verlangt neben dem Neubau von Kraftwerksanlagen auch den Ausbau der elektrischen Versorgungsnetze, damit diese in der Lage sind, die erzeugte elektrische Energie zu den Endverbrauchern zu transportieren.

---

<sup>1</sup>[http://www.happy-working.ch/Energieverbrauch\\_weltweit.pdf](http://www.happy-working.ch/Energieverbrauch_weltweit.pdf) (05.03.2010)

Beim Bau einer neuen Leitung spielt heutzutage neben der technisch-wirtschaftlichen Sinnhaftigkeit auch die gesellschaftliche Akzeptanz eine große Rolle.

## **1.1 Problemstellung**

Mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft wurden die österreichischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) vor eine neue Herausforderung gestellt. Eine Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität soll zukünftig bei Minimierung der Netzkosten für den Kunden vorangetrieben werden. Internationale Vergleiche und Bewertungen der einzelnen EVUs aber auch finanzielle Anreize für die Netzbetreiber sind der Motivator für dieses ehrgeizige Vorhaben. Um diese Vorgaben erfüllen zu können, müssen Investitionen in das Stromnetz zur Steigerung der Versorgungssicherheit zukünftig genauestens auf wirtschaftliche Sinnhaftigkeit geprüft werden.

Wie wirtschaftlich ist eine Investition?

Um diese Frage beantworten zu können, wird nach einem Werkzeug gesucht, das eine Hilfestellung bei der Entscheidungsfindung im Vergleich mehrerer Alternativen ermöglicht.

## **1.2 Zielsetzung**

Im Rahmen dieser Diplomarbeit sollen ausdrücklich nur Netzausbaumaßnahmen im Mittelspannungsnetz untersucht werden, weil hier der größte Handlungsbedarf besteht und Mittelspannungsnetze im Netzgebiet der Energie AG die größte Ausdehnung haben. Es sollen verschiedene Kriterien, die Auskunft über die Versorgungszuverlässigkeit eines Mittelspannungsversorgungsnetzes geben, definiert und analysiert werden. Mit Hilfe dieser sogenannten Beurteilungskriterien soll es dann möglich sein, verschiedene Ausbauformen des Netzes zu vergleichen. Ziel dieser Diplomarbeit, ist ein einfach zu bedienendes und für die Nutzung im täglichen Arbeitsprozess anwendbares Werkzeug zu entwickeln, das die Entscheidungsfindung für die Auswahl einer Mittelspannungsnetzausbaumaßnahme unterstützt. Auf die Frage, wie wirtschaftlich eine Investition ist, soll also eine Antwort gefunden werden. In Praxisbeispielen soll das eigens dafür entwickelte Werkzeug

angewendet werden. Als Ergebnis dieser Untersuchung wird eine Netzausbaumaßnahme erwartet, die es ermöglicht, bei Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit die langfristigen anfallenden Kosten zu minimieren.

### 1.3 Methodische Vorgehensweise

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird ein Werkzeug für die Variantenbeurteilung erarbeitet, welches einen Vergleich von Netzausbaumaßnahmen im Mittelspannungsnetz ermöglicht.

Für die Bewertung wird das in Österreich noch nicht rechtskräftige "Norwegische Modell" herangezogen. Es sieht Strafzahlungen für jede nicht verkaufte Kilowattstunde vor. Die Kosten aus dem "Norwegischen Modell", die im Weiteren auch als "Ausfallkosten" bezeichnet werden, werden den Investitionskosten von Netzausbaumaßnahmen gegenübergestellt. In Österreich wird im Gegensatz zu einigen anderen Ländern das "Norwegische Modell" noch nicht per Verordnung angewendet. Es wird jedoch von einigen EVUs, im konkreten Fall von der Energie AG Netz GmbH herangezogen um Rückschlüsse zu ziehen, ob sich Investitionskosten im Laufe der Jahre rechnen.

Bevor jedoch letztlich ein Variantenvergleich möglich ist, müssen Fragen zum Thema Organisation, Aufbau und Betrieb von Verteilnetzen und allgemeine Grundlagen zum Thema Wirtschaftlichkeit und Variantenvergleich erarbeitet werden.

Im **Kapitel 2** "Umfeld eines Elektrizitätsversorgungsunternehmen" werden die Entwicklung in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft und die Folgen der Liberalisierung des Strommarktes näher erläutert. Neben den allgemeinen Pflichten eines Netzbetreibers wird das Tätigkeitfeld eines Projektplaners in der Energie AG Netz GmbH kurz erklärt.

Das **Kapitel 3** "Einordnung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre" soll eine Verbindung der im Rahmen dieser Diplomarbeit gestellten Thematik zur allgemeinen Betriebswirtschaft herstellen.

Im **Kapitel 4** "Mittelspannungsnetz zur überregionalen Stromversorgung" werden neben Aufbau und Netzformen auch Übertragungsanlagen und Mittelspannungsbetriebsmittel näher erklärt. Auch der Netzbetrieb und die Abläufe bei der Realisierung eines Mittelspannungsprojektes werden behandelt.

Grundlagen zur Störungsstatistik liefern die notwendigen Kenntnisse zur Ermittlung der Ausfallzeiten von Mittelspannungsanlagen.

Im **Kapitel 5** "Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsrechnung" werden neben einer allgemeinen Anwendung der Zinseszinsrechnung auch Kostenarten definiert. Aufbauend auf dieses Kapitel wird im **Kapitel 6** "Kostenmäßige Beurteilung von Varianten" ein Werkzeug für die praktische Anwendung entwickelt. Die Bedienung und einzelne Berechnungsschritte werden hier erklärt.

Im **Praxiskapitel 7** folgen vier Berechnungsbeispiele, welche die Anwendung des Werkzeugs für die Variantenbeurteilung veranschaulichen sollen.

Im **Kapitel 8** werden die wichtigsten Punkte dieser Arbeit noch einmal zusammengefasst, Konsequenzen daraus aufgezeigt und ein Ausblick in die Zukunft gegeben.

An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass die männliche Schreibweise aus Gründen der besseren Lesbarkeit verwendet wurde. Für sämtliche Textinhalte ist jedoch sowohl die männliche als auch die weibliche Schreibweise gemeint.

## **2 Umfeld eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens**

### **2.1 Entwicklungen in der österreichischen Elektrizitätswirtschaft**

Die Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes wurde durch die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie vom 12.02.1997 beschlossen. Diese Richtlinie hat Auswirkungen für die Netzbetreiber und fordert den österreichischen Elektrizitätsmarkt stufenweise auf, den Wettbewerb zu öffnen. Durch das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG) wurde die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie am 19.02.1999 ins innerstaatliche Recht übertragen. Die Abschaffung künstlicher Marktzugangsbarrieren in Form von Ausschließungsrechten zur Stromversorgung und die Öffnung des bestehenden Netzes für jeden Anbieter wurde gefordert. Maßnahmen, wie beispielsweise das „Unbundling“, das bedeutet die gesellschaftsrechtliche oder zumindest kaufmännische Trennung der betrieblichen Bereiche Erzeugung, Transport und Verteilung oder transparente Vereinbarungen der Durchleitungsentgelte, wurden beschlossen. Es wurden Regulator- und Verrechnungsstellen erlassen. Zu diesem Zweck wurde in Österreich im März 2001 die E-Control GmbH (ECG) vom Gesetzgeber gegründet. Am 01.10.2001 folgte die Voll liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft. Das bedeutet, dass jeder Stromkunde das Recht hat, mit Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromhändlern seiner Wahl Verträge über die Lieferung elektrischer Energie abzuschließen. Es herrscht nun freier Wettbewerb für alle Stromversorger. Durch diese Maßnahmen soll der Wettbewerb in Österreich gefördert werden. Unternehmen mit mehr als 100.000 Netzkunden müssen eine gesellschaftliche, organisatorische und entscheidungsrelevante Trennung der Verteilung (= Netz) von den übrigen Tätigkeitsbereichen (= Erzeugung, Energiebelieferung) durchführen.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> (Krisp, 2007) S. 4ff

## **2.2 Stromnetzbetreiber im liberalisierten Strommarkt**

Aus den genannten Gründen wurde am 01. Oktober 2005 die Energie AG Netz GmbH ins Leben gerufen, welche als Aufgabe den Betrieb des Elektrizitätsverteilernetzes hat.

Die Rechtsverhältnisse sind folgende:

Die Energie AG Netz GmbH ist Pächter des Elektrizitätsversorgungsnetzes, der Eigentümer bleibt jedoch weiterhin die Energie AG Oberösterreich.

### *2.2.1 Pflichten eines Netzbetreibers und ihre Folgen*

Die Energie AG Netz GmbH besitzt die allgemeine Anschlusspflicht, hat die Gewährung der Netznutzung zu bestimmten Bedingungen und Tarifen zu leisten und ist des Weiteren auch verpflichtet, diese zu veröffentlichen.

Der Transport der elektrischen Energie bzw. der Netzbetrieb bleibt im Gegensatz zur bereits liberalisierten Stromerzeugung und dem Stromverkauf ein natürliches Monopol. In der Erlösobergrenzenregulierung wird dem Netzbetreiber der volle Kostenersatz für seine Aufwendungen nicht mehr garantiert.<sup>3</sup>

Der Regulator schreibt jährliche Netzkostensenkungen vor. Diese Art der Regulierung hat zwar einen effizienteren Netzbetrieb sowie eine Senkung der Netztarife zur Folge, führt jedoch zwangsläufig zu einer Reduktion der Investitionen im Netz. Die Qualität der Energieversorgung nimmt somit ab. Im Laufe der Jahre werden vermehrt Störungen auftreten, welche durch vernachlässigte Instandhaltungsarbeiten ausgelöst werden. Die Störungsausfallzeiten werden zwangsläufig größer. Derzeit steht Österreich im Europäischen Vergleich noch gut da, ob es diese Stellung halten kann, werden die nächsten Jahre zeigen.

### *2.2.2 Aufgabenfeld eines Projektplaners in der Energie AG Netz GmbH*

In den Abteilungen Netzregion Süd und Nord sind 30 Mitarbeiter der Energie AG Netz GmbH für die Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzanlagen und alle damit verbundenen netzbautechnischen Angelegenheiten zuständig.

---

<sup>3</sup> (Kern, 2008) S. 10ff

In den technischen Büros wird von Projektplanern in einzelnen Projekten geplant, welche Netzanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz errichtet werden. Dazu gehört auch, dass alle für die behördlichen Genehmigungsverfahren notwendigen Anträge und Unterlagen erstellt und die erforderlichen Genehmigungen eingeholt werden. Wenn eine Leitung über ein Privatgrundstück führen soll oder ein Kabel durch ein Privatgrundstück verlegt werden muss, wird die Errichtung von den Mitarbeitern der Netzregionen mit den betroffenen Grundeigentümern abgestimmt. Wenn alle Genehmigungen vorliegen, werden ausführende Firmen mit der Errichtung der Anlagen beauftragt. Die Errichtung der Leitungen und Trafostationen wird dann von den Mitarbeitern der Netzregionen überwacht. Vor der Inbetriebnahme der fertigen Anlagen müssen die regional zuständigen Behörden informiert werden. Danach werden die Netzanlagen mit moderner Technik vermessen und in ein grafisches Informationssystem (GIS) eingepflegt.



### 3 Einordnung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre

Da Strom nur bedingt (und mit erheblichen Verlusten) speicherbar ist, müssen die Stromversorgungsunternehmen "just in time" produzieren und liefern. Auch der Transport großer "fremderzeugter" Strommengen kommt auf die EVU's als Anforderung hinzu. Ein Neubau von weiteren Übertragungsleitungen wird in den meisten Fällen sowohl aus ökologischen als auch aus ökonomischen Gründen nicht durchgeführt werden. Die Grundstruktur der Elektrizitätswirtschaft hat sich durch die Liberalisierung grundlegend verändert. Nicht mehr Strompreise, die durch die Stromentstehungskosten festgelegt wurden, sondern Marktpreise, die sehr vom Wettbewerb abhängig sind, sind die Folge. Die Betriebe müssen nun ebenso marktwirtschaftliche Details beachten, wie es Betriebe in nicht-monopolisierten Bereichen bereits seit jeher tun müssen.

Der entstehende Wettbewerb auf dem Energiesektor löst sinkende Energiepreise und effizienteren Einsatz der Ressourcen aus und soll zur Stärkung der europäischen Wirtschaft beitragen. Nur jene Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die langfristig in neue Technologien investieren und sich neuen Herausforderungen stellen, können überleben.

*"Die Existenz eines Unternehmens hängt im entscheidenden Maße davon ab, ob es gelingt die vorhandenen Bedürfnisse der Kunden zu erkennen oder neue Bedürfnisse der Kunden zu wecken. Diese Bedürfnisse muss ein Unternehmen in Produkte umsetzen."*<sup>4</sup>

Beispielsweise zwingt ein striktes Kostenmanagement die Energieunternehmen zu Rationalisierungsmaßnahmen im Personalbereich und bei Sachinvestitionen. Im Vordergrund steht nun der Kunde, der mit Marketingmaßnahmen und verlockenden Verträgen geworben wird.

#### 3.1 Kosten-Nutzen-Betrachtung eines Netzbetreibers

Durch eine Kosten-Nutzen-Analyse kann eine geplante Investition eines Unternehmens vorab auf Wirtschaftlichkeit geprüft werden. Ziel ist die ökonomische

---

<sup>4</sup> (Brecht, 2005) S. 2f

Bewertung von Projekten bevor sie in Angriff genommen werden.<sup>5</sup> Eine Kosten-Nutzen-Analyse ist also die Bewertung von Maßnahmen, Programmen und Projekten, bei der die geplanten Investitionen als Kosten einbezogen und die erzielten Ergebnisse als Nutzen monetär bewertet werden.

In der allgemeinen Betriebswirtschaft ist sie für die Frage, ob ein Projekt durchgeführt werden soll, maßgeblich.<sup>6</sup>

Bezogen auf einen zukunftsorientierten langfristig sinnvollen und kostenmäßig tragbaren Mittelspannungsnetzausbau bedeutet dies, dass Werkzeuge entwickelt werden müssen, die einen einfachen Vergleich von Netzinvestitionsprojekten ermöglichen. Investitionsprojekte und daraus resultierende mögliche Einsparungspotentiale werden erhoben.

### **3.2 Elektrizitätsnetzbetreiber als Datendrehscheibe**

Als konzessionierter Verteilnetzbetreiber erfüllt die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH jene Pflichten, welche die maßgeblichen Gesetze vorgeben. Das Netzgebiet erstreckt sich über einen großen Teil von Oberösterreich und kleinen Flächen von Niederösterreich, Salzburg und der Steiermark. Durch die langfristige Planung der Netzinfrastruktur ist ein zuverlässiger und leistungsfähiger Betrieb des Verteilnetzes möglich. Die Errichtung und die nachhaltige Instandsetzung dieser Infrastruktur gewährleistet eine sichere Stromversorgung der Netzkunden. Auch die Vermeidung von Engpässen und eine Überwachung der Lastflüsse im Netz müssen für einen langfristigen stabilen Netzbetrieb sichergestellt sein. Die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH ist als Netzbetreiber verpflichtet, jeden Kunden in seinem Netzgebiet an das öffentliche Stromnetz anzuschließen. Andere Betreiber, wie jene des Mobilfunks, können sich im Gegensatz zu den Netzbetreibern aussuchen, ob sie mit Kunden einen Vertrag abschließen oder nicht. Alle Kunden müssen diskriminierungsfrei behandelt werden. Dies wird in den Bedingungen für den Netzzugang und der Netznutzung von den zuständigen Behörden genau geregelt und überwacht. Unter den Systemnutzungstarifen werden die laufenden Entgelte für die

---

<sup>5</sup> (Keller, 2005) S. 53ff

<sup>6</sup> (Schierenbeck, 2003) S. 342f

Benutzung des Stromnetzes verstanden. Neben den Systemnutzungstarifen ist der Netzbetreiber verpflichtet, Zuschläge und weitere Gebühren wie die Ökostromförderung einzuheben und an die zuständige Behörde weiterzuleiten. Die allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilnetz werden von der Energie Kontroll-Behörde genehmigt. Der Netzbetreiber verwaltet jeden physikalischen Anschluss, der im Netzgebiet angeschlossenen Stromkunden und übernimmt daher im liberalisierten Markt die Rolle als "Datendrehscheibe". Der Netzbetreiber hat die Aufgabe, für alle Netzbenutzer die Strommengen zu messen. Nach der Öffnung des Strommarktes können alle Netzkunden den Stromlieferanten selbst wählen. Der Netzbetreiber hat die Pflicht, die gemessenen Strommengen an diese Lieferanten weiterzuleiten, damit dieser die Stromrechnung an die Kunden stellen kann. In der Stromrechnung werden das Netzentgelt und die Energiekosten extra ausgewiesen. Auch Bilanzgruppenkoordinatoren benötigen die gemessenen Strommengen zur Ermittlung der Ausgleichsenergie. Die administrativen Aufgaben eines Netzbetreibers sind die Dokumentation (welche Kunden von welchen Lieferanten beliefert werden) und eine Aktualisierung der Daten bei einem Lieferantenwechsel eines Kunden.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> <http://gw.eduhi.at/thema/energie/liberal/liberal.htm> (25.01.2010)

## 4 Mittelspannungsnetz zur überregionalen Stromversorgung

### 4.1 Aufbau, Netzformen und Entstehung der Mittelspannung

#### 4.1.1 Hierarchie der Netzspannungsebenen

Um die Verbraucher mit elektrischer Energie versorgen zu können, ist es notwendig, Leitungen von den Kraftwerken zum Verbraucher zu legen. Dazu werden Stromnetze mit verschiedenen festgelegten Spannungen eingesetzt. Durch höhere Spannungen treten bei der Verteilung und Fernübertragung großer Leistungen geringere Stromwärmeverluste auf. Höhere Spannungen sind im Gegensatz zu hohen Strömen leichter zu schalten und auch der Querschnitt der Übertragungseinrichtung kann wesentlich geringer dimensioniert werden.<sup>8</sup>

Den Vorteilen einer Erhöhung der Übertragungsspannung stehen steigende Kosten für die Übertragungsleitung gegenüber.

*"Unter einer Netzebene versteht man einen durch das Spannungsniveau bestimmten Teilbereich des Netzes."*<sup>9</sup>

Es gilt folgende Faustregel:

Elektrische Energie kann wirtschaftlich sinnvoll so viele Kilometer weit transportiert werden, wie ihre Nennspannung, gerechnet in Kilovolt, beträgt. Es kann beispielsweise Strom mit einer Nennspannung von 380kV ohne Zwischenstationen über eine Entfernung von etwa 380km transportiert werden. Diese Höchstspannungen sind für die Endverbraucher viel zu hoch und müssen daher wieder schrittweise auf die Steckdosenspannung von 230/400 Volt heruntertransformiert werden.

---

<sup>8</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Stromnetz#Spannungsebenen> (26.01.2010)

<sup>9</sup> <http://www.exaa.at/service/information/glossar/list/n/NE.html> (05.03.2010)

Das österreichische Stromversorgungsnetz ist in sieben Netzebenen unterteilt:

**Ebene 1:** Höchstspannung 380/220kV, einschließlich Umspannung

**Ebene 2:** Umspannung Hoch-/Höchstspannung

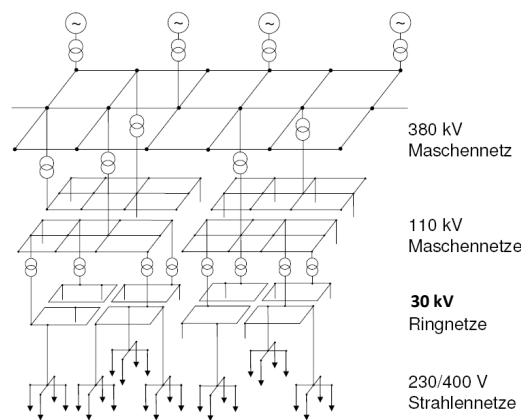
**Ebene 3:** Hochspannung 110kV

**Ebene 4:** Umspannung Hoch-/Mittelspannung

**Ebene 5:** Mittelspannung 30kV und 10kV

**Ebene 6:** Umspannung Mittel-/Niederspannung

**Ebene 7:** Niederspannung 0,4kV



**Abb. 4-1 Modell eines Stromversorgungsnetzes<sup>10</sup>**

Der in Großkraftwerken erzeugte Strom wird über das 220 bzw. 380kV Höchstspannungsnetz landesweit verteilt. Über dieses Leitungsnetz ist Österreich auch mit dem europäischen Verbundnetz gekoppelt.

Das 110-kV-Hochspannungsnetz dient der Versorgung größerer Gebiete und Ballungszentren. Es bezieht seine Energie entweder direkt aus Kraftwerken, die nicht in das Höchstspannungsnetz einspeisen, oder über Umspannwerke aus dem 220kV bzw. 380-kV-Höchstspannungsnetz. Mittelspannungsnetze werden meist über Umspannwerke aus dem 110-kV-Netz versorgt.

Mit Mittelspannung, die zwischen 10 und 30 Kilovolt liegen kann, werden einerseits Industriebetriebe direkt versorgt, andererseits führen Mittelspannungsleitungen zu den Ortsnetztrafostationen.

<sup>10</sup> [http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH\\_Oswald\\_20090514\\_klein.pdf](http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Oswald_20090514_klein.pdf)  
(26.01.2010)

Dort wird die elektrische Energie auf 230/400 Volt Niederspannung transformiert und damit einzelne Haushalte versorgt.<sup>11</sup>

Im Zuge dieser Diplomarbeit wird nur das Mittelspannungsversorgungsnetz näher behandelt.

#### *4.1.2 Geschichtliche Entwicklung der Mittelspannung*

Die Geschichte der Drehstromleitung begann Anfang des 19. Jahrhunderts mit der Erfindung der Hängeisolatoren. Mit der ständigen Steigerung des Strombedarfs nahm auch die Übertragungsentfernung zu. Mit Holzmastleitungen konnten diese Übertragungswege überwunden werden. Schaltanlagen wurden früher aus einer Vielzahl von Komponenten vor Ort montiert. Mit neuen Werkstoffen und Fertigungsmethoden gelang der Schritt zu fabriksfertigen typengeprüften Mittelspannungsschaltanlagen. Die großzügige offene Bauweise wurde durch kleine kompakte SF<sub>6</sub> gekapselte Schaltanlagen ersetzt. Elektronische Komponenten spielen bei der Auslösung der Schutzgeräte und der Fehlersuche heute eine große Rolle. Die geschilderten Rahmenbedingungen ermöglichen daher einen wartungsfreien Betrieb von Mittelspannungsschaltanlagen.<sup>12</sup> Die Errichtung neuer Leitungsanlagen beschränkt sich momentan größtenteils auf Erdkabel. Durch die immer höher werdende Sensibilität der Grundbesitzer ist die Errichtung einer neuen Mittelspannungsfreileitung im Gegensatz zu früher schwieriger zu realisieren. Bestehende Freileitungen werden Zug um Zug durch Erdkabel ersetzt.

---

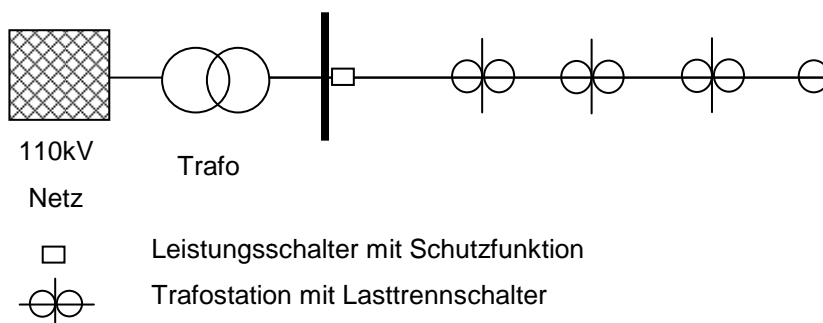
<sup>11</sup> <http://www.exaa.at/service/information/glossar/list/n/NE.html> (26.01.2010)

<sup>12</sup> (Coccioni, 2008) S. 559ff

#### 4.1.3 Aufbau eines Mittelspannungsversorgungsnetzes

##### a) Einfachleitung - Stichleitung:

Unter einer Einfachleitung bzw. Stichleitung versteht man eine stromführende Freileitung bzw. ein Erdkabel mit nur einem Leistungsschalter am Anfang des Abgangs. Im Störfall wird die Leitung automatisch vom Leistungsschalter abgeschaltet. Mittels Einsatz einer Fehlerortentfernungsmessung und Kurzschlussanzeigern wird die Fehlerstelle lokalisiert. Ein Netztechniker vor Ort unterbricht bei der am nächsten bei der Fehlerstelle liegenden Station den Leitungszug mit einem erdschlussfesten Lasttrennschalter. Der nicht fehlerbehaftete Teil des Leitungszuges wird danach wieder versorgt. Nachdem der Störungstrupp den Fehler behoben hat, können alle Stationen wieder versorgt werden.



**Abb. 4-2 Einfachleitung mit Trafostationen**

##### b) Doppelleitung:

Doppelleitungen stellen zwei unabhängige Einfachleitungen dar, die auf einer getrennten Trasse errichtet werden. Jede Einfachleitung hat einen eigenen Abgang im Umspannwerk. Im Fehlerfall übernimmt die zweite Einfachleitung nach einer Umschaltdauer die Ersatzversorgung. Durch Einsatz einer Umschaltautomatik kann die Ausfallzeit erheblich verkürzt werden. Die fehlerbehaftete Einfachleitung bleibt bis zur Behebung des Fehlers außer Betrieb. Nach der Behebung des Fehlers wird der ursprüngliche Schaltzustand wieder hergestellt.

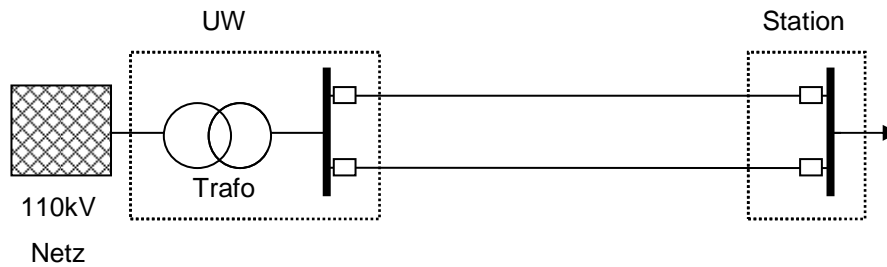


Abb. 4-3 Doppelleitung mit Industriestation

c) Ringleitung:

Bei einer Ringleitung werden zwei einzelne Leitungsabschnitte über eine Kabel- oder Freileitungsringleitung verbunden. Aus Gründen der leichteren Betriebsführung werden die beiden Leitungsabschnitte im normalen Schaltzustand offen betrieben. Nach einem Störfall wird der Leitungsring geschlossen und eine Ersatzversorgung über den zweiten Umspannwerk Abgang aufgebaut.

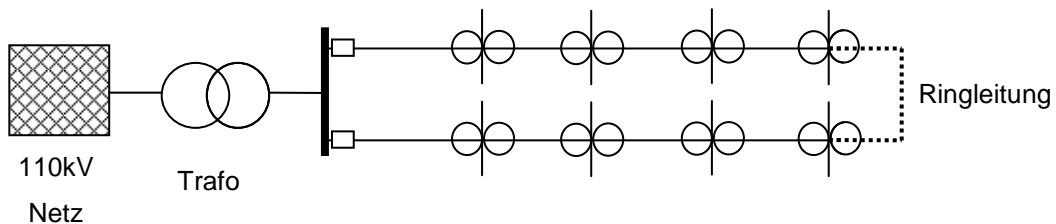


Abb. 4-4 Ringleitung

## 4.2 Betriebsmittel zur Übertragung von elektrischer Energie

### 4.2.1 Betrachtung von Freileitungen für den Energietransport

Typische Maststandorte in einem durchgängigen Leitungszug sind als Einfachmaste mit Betonfuß ausgeführt. Bei Leitungsabzweigen und Kabelüberführungen werden vorwiegend Stahlbetonmasten eingesetzt. Das Standard Seil ist eine Aluminium Legierung mit einem Querschnitt von 95mm<sup>2</sup>.



**Abzweigmast****Einfachtragsmast****Kabelüberführungsmast****Winkeltragsmast****Abb. 4-5 Maststützpunkte im MS-Netz**

a) Problematik von Waldleitungen:

Im Energie AG Versorgungsnetz verlaufen viele 30-kV-Mittelspannungsfreileitungen durch störungsanfälliges Waldgebiet. In der Vergangenheit führten immer wieder Störungen zu Ausfällen eines kompletten Leitungsabzweiges. Bei einem durch eine Störung verursachten Ausfall sind, je nach Fehlerort, zahlreiche Trafostation stromlos und somit die dort angeschlossenen Privat- und Industriekunden nicht elektrisch versorgt. Diese Ausfälle verursachen für die Stromkunden und für den Netzbetreiber hohe Kosten. Für die 30-kV-Freileitungen gibt es Mindestabstände, welche zu Bäumen und Sträuchern einzuhalten sind. Für die Annäherung zum Leiterseil gibt es die Energie AG interne Regelung, dass ein astfreier Raum vom ausgeschwungenen Leiterseil zum Gehölz von min. 3m einzuhalten ist.

In der Praxis bedeutet dies folgendes:

Die Leitungsausholztrupps, die großteils dem Maschinenring (ein Zusammenschluss einiger Landwirte mit der Aufgabe Ausschneidarbeiten im Bereich der Stromleitungen durchzuführen) angehören, haben die Aufgabe alle Bäume und Sträucher unter der Leitung aufzuforsten, mit dem Hintergrund, dass im Störfall möglichst rasch der Störungsort gefunden und behoben werden kann. Seitlich zum ausgeschwungenen Leiterseil wird meist ein Abstand von 5m hergestellt um nicht jedes Jahr ausschneiden zu müssen. In vielen Fällen ist dieser Abstand jedoch zu gering, um dauerhaft eine Störungsfreiheit gewährleisten zu können.

Hohe Bäume aus der zweiten Baumreihe haben oft nicht die Standfestigkeit wie jene aus der vorderen Reihe, weil sie durch weniger Lichteinfall deutlich schwächer gewachsen sind. Es kommt daher öfter vor, dass diese Störungen verursachen. Schneedruck ist im Winter häufig die Ursache dafür. Die überhängenden Äste können die Last des schweren Schnees nicht mehr halten und kippen in die Leitung.

**Ausschneidearbeiten****Störung Orkan - Kyrill 2006****Störungsbehebung****Abb. 4-6 Waldleitungen**

Bei Leitungsneubauten, welche in der Regel schon eher selten sind, wird dem Grundbesitzer ein 12m Schutzstreifen abgelöst. Die Höhe der Entschädigung ist abhängig von der Leitungslänge über dem Grundstück. Nur durch kostenintensive Verkabelungen der durch Wald führenden Freileitungen können die Trassen-Freihaltungskosten langfristig minimiert werden.

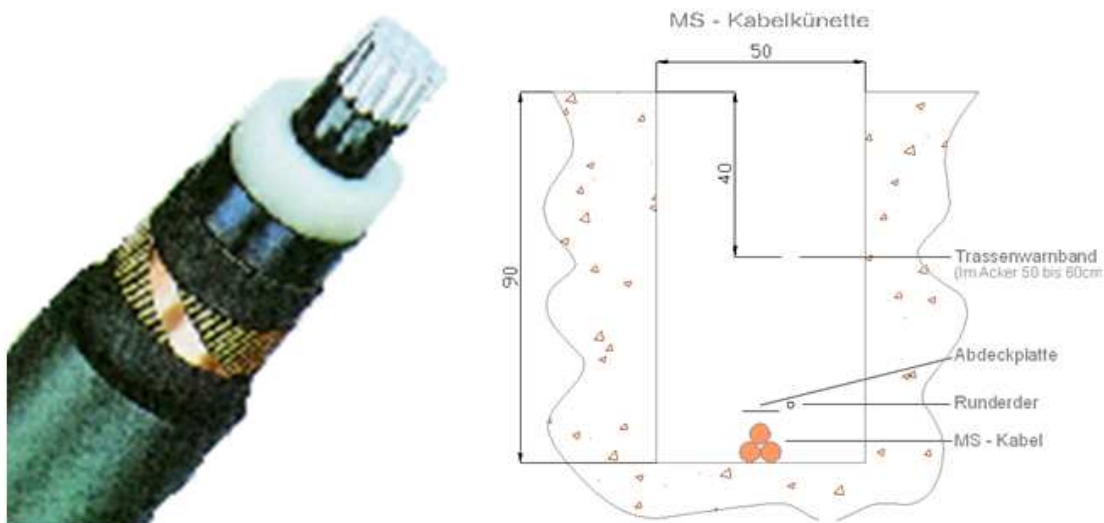
b) Einschränkung der Bebauung durch Mittelspannungsfreileitungen:

Der Schutzstreifen einer 30-kV-Freileitung beträgt bei einem Spannfeld mit einer durchschnittlichen Spannfeldlänge von 80m 6m seitlich von der Leitungsachse. Dieser verläuft parallel zur Leitungsachse und ist im gesamten Leitungsabschnitt gleich breit. Beim Neubau einer Mittelspannungsleitung hat die Energie AG nahezu immer die Leitung als Belastung ins Grundbuch eingetragen. Ist eine Bebauung dieses Schutzbereichs geplant, muss der Bauwerber die vorgegebenen Bauhöhen beachten. Gewerbebetriebe müssen gegebenenfalls ein Brandschutzgutachten vorlegen. In vielen Fällen löst ein Bauverfahren eine

Verkabelung oder Verlegung der hinderlichen Mittelspannungsleitung aus.

#### 4.2.2 Einsatz zukunftsweisender Erdkabel

Als Mittelspannungskabel werden bei der Energie AG Oberösterreich generell drei Einzelleiter mit einem Querschnitt von 240mm<sup>2</sup> und einer Kunststoffisolierung verlegt. Die einpoligen Kunststoffkabel haben ihren Vorteil in der einfacheren Handhabung bei der Verlegung und in der Möglichkeit relativ große Längen und Querschnitte ohne Verbindungsmuffen zu verlegen. Es kann vorkommen, dass Mittelspannungskabel besonderen Anforderungen entsprechen müssen (z.B. erhöhte Zugfestigkeit, schwere mechanische Beanspruchungen usw.). In solchen Fällen müssen Sonderkabel eingesetzt werden (Kabel mit Bewehrung oder mit verstärktem Mantel). Die Standardkүнettentiefe beträgt bei der Mittelspannungskabelverlegung 0,9m.



**Abb. 4-7 Mittelspannungserdkabel und Mittelspannungsnormkүнette**

##### a) Verkabelungsgrad im Netzgebiet der Energie AG:

Vorab ist festzustellen, dass die Energie AG im Vergleich zu anderen Energieversorgungsunternehmen einen relativ geringen Anteil an Kabeln besitzt. Dies hat den Hintergrund, dass die Energie AG vor allem den ländlichen Bereich versorgt, da hier die Freileitungsversorgung kostengünstiger herzustellen ist. In der Grafik ist zu erkennen, dass der Verkabelungsgrad

nicht linear zugenommen hat, sondern Mitte der 80-iger Jahre rapide angestiegen ist. Mit Stand 2010 beträgt der Verkabelungsgrad im Versorgungsbereich der Energie AG Netz GmbH im Niederspannungsnetz rund 64 Prozent, im Mittelspannungsnetz rund 25 Prozent.

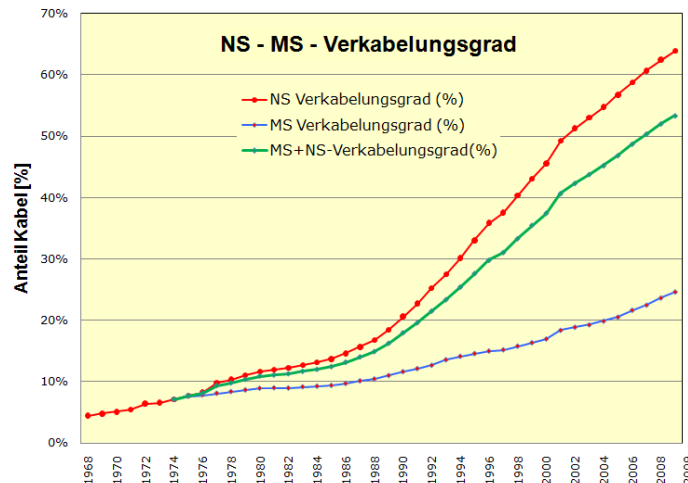


Abb. 4-8 Verkabelungsgrad<sup>13</sup>

#### b) Verwendete Kabeltypen:

Die Entwicklung der Kabelarten im Netz der Energie AG entspricht der Entwicklung der Kabeltechnik international. Es kann jedoch angemerkt werden, dass auf technologische Änderungen immer sehr schnell reagiert wurde. Dieses Mitziehen mit der Kabeltechnologie ist rückwirkend, speziell beim Umstieg von Papier/Blei-Kabeln auf die erste Generation von Kunststoffkabeln, nicht sehr glücklich gewesen, was durch eine erhöhte Ausfallsrate zu belegen ist.

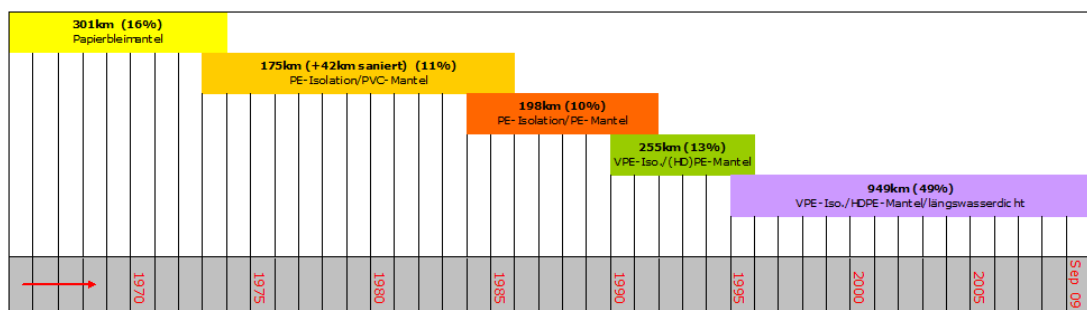


Abb. 4-9 Kabelentwicklung<sup>14</sup>

<sup>13</sup> (Energie AG Netz GmbH, 2010)

<sup>14</sup> (Energie AG Netz GmbH, 2010)

Nach dem Umstieg auf Kunststoffkabel Mitte der 70er Jahre wurde diese Kunststoffkabeltechnologie permanent verbessert, was an obiger Kabelentwicklung ersichtlich ist. Diese Verbesserung zielte dabei immer darauf ab, die mechanische Festigkeit zu erhöhen und somit ein Eindringen von Wasser und deren Verbreitung im Kabel weitestgehend zu unterdrücken. Wesentlichen Einfluss auf die Hochrechnungen hat auch die Tatsache, dass der Trend zum Kabel speziell in den letzten 10 Jahren enorm zugenommen hat.

#### *4.2.3 Gegenüberstellung von Freileitungen und Mittelspannungskabel*

##### a) Belastbarkeit:

Die Belastbarkeit eines Kabels im Vergleich zu einer Freileitung beträgt bei EVU-Last etwa 70 Prozent, bei Dauerbelastung oder Kabelhäufung etwa 50 Prozent. Die maximale Seiltemperatur wird bei Freileitungen praktisch nie erreicht, da die extremen Umgebungsbedingungen nur sehr selten, und wenn, dann höchstens nur für kurze Zeit, auftreten. Beim Kabel bedeutet jede Überschreitung der zulässigen Grenztemperatur eine Verkürzung der Lebensdauer der Isolierung.

##### b) Ausfallzeiten:

Die durchschnittliche Ausfallszeit bei einem Freileitungsschaden lag in den Jahren 2000-2009 bei 236 Minuten, bei einem Kabelschaden bei 419 Minuten. Der relativ geringe Wert für Spannungsloszeiten infolge von Kabelstörungen ist begründet durch die unterschiedliche Struktur eines reinen Kabelnetzes (Einsatz hauptsächlich in städtischen Gebieten) und die damit verbundene Möglichkeit der Zweitanspeisung sowie durch den effektiven und schnellen Einsatz von Notstromaggregaten. Im Zuge dieser Diplomarbeit wird für die Berechnung der Ausfallzeiten bei Freileitungsstörungen 3 Stunden und bei Kabelstörungen 12 Stunden für die Behebung angenommen.

c) Eigenschaften der Mittelspannungsfreileitung:

Der wesentlichste Vorteil von Mittelspannungsfreileitungen liegt neben dem einfachen und robusten Aufbau bei der hohen elektrischen Übertragungsfähigkeit. Freileitungen haben generell eine hohe Lebensdauer und sind



über freiem Gelände relativ wartungsarm. Im Störfall zeichnet sie gegenüber dem Erdkabel eine kürzere Reparaturzeit aus.

**Abb. 4-10 Hochspannungsnetz**

Der Kostenvorteil durch die niedrigeren Errichtungskosten, kann jedoch den optischen Nachteil durch die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes nicht wettmachen. Bewirtschaftungshindernisse und eingeschränkte Bebauungsmöglichkeiten sind immer wieder der Anlass für Verkabelungsprojekte. Wie bereits erwähnt, löst die Trassenfreihaltung von durch Wald führenden Freileitungen jährlich hohe Betriebskosten aus.

d) Eigenschaften der Mittelspannungserdkabel:

In den letzten Jahren erlebte das Mittelspannungserdkabel einen regelrechten Boom. Gründe dafür sind die zuverlässigere Versorgung und die geringeren laufenden Betriebskosten. Es müssen keine Trassen freigehalten werden und der Platzbedarf ist durch die kompakte Bauweise bei der Errichtung relativ gering.

Bei der Projektierung neuer Mittelspannungserdkabel ist darauf zu achten, dass die Leiter des Kabels ihre Stromwärmeverluste an die Umgebung (Erde) abgeben. Es kommt zu einer Erwärmung des Erdbodens rund um das Kabel. Dabei dürfen gewisse Grenzwerte der Erdbodenerwärmung nicht überschritten werden. Die hohen Errichtungskosten und die längeren Ausfallzeiten bei Kabelstörungen stellen wesentliche Nachteile für die Netzbetreiber dar. Bei der Verlegung verursachen Hindernisse auf der geplanten Kabeltrasse wie Flüsse und Autobahnen hohe Mehrkosten durch die aufwendigen Querungen.



### 4.3 Umspannwerke und Trafostationen als Netzknotenpunkte

#### 4.3.1 Umspannwerke als zentrale Verteilstellen

Die Aufgabe der Umspannwerke ist die elektrische Spannung von einer Spannungsebene in eine andere Spannungsebene umzuwandeln, sodass von ihnen aus die Verteilung auf die weiteren Streckenabschnitte erfolgen kann. Im Energie AG Versorgungsgebiet erfolgt die gängige Umspannung von 110kV auf 30kV (Hoch- auf Mittelspannung). Umspannwerke sind also Knotenpunkte in der elektrischen Energieverteilung und können als Freiluftanlagen oder Innenraum-Anlagen ausgeführt sein. Der wesentliche Unterschied ist, dass bei Freiluftanlagen die Hochspannungsleitungen und Schaltgeräte im Freien eingesetzt werden, im Gegensatz dazu die kompakten SF6 Innenraum-Anlagen leicht im städtischen Bereich in Gebäuden Platz finden können. Durch den hohen Platzbedarf befinden sich Freiluftanlagen meist außerhalb von Städten.<sup>15</sup>

Das in Praxiskapitel 7 näher beschriebene Umspannwerk Rossbach ist als Freiluftanlage ausgeführt. Die von den Hochspannungsmasten ankommenden Leiterseile werden auf einem Gerüst abgespannt und von dort aus mit den als Verbindungsleitungen fungierenden Sammelschienen verbunden. Die beiden als Umspanner bezeichneten Transformatoren transformieren dann die von der Hochspannungsleitung gelieferte 110kV Spannung auf 30kV Mittelspannung.



Freiluft Umspannwerk



Umspanner



Leistungsschalter

**Abb. 4-11 Mittelspannungsbetriebsmittel**

Neben Umspannern sind in UW-Anlagen auch Schaltgeräte wie Leistungsschalter im Einsatz. Einzelne Leitungszüge sind mit diesen Leistungsschaltern

<sup>15</sup> <http://www.stromnetzsteiermark.at/03/umspannwerke.htm> (19.02.2010)

variabel verbunden. Diese Leitungszüge werden auch als Abgänge bezeichnet. Im Störfall ist eine Abschaltung der einzelnen Abgänge möglich, damit eine rasche Störungsbehebung auf der Leitung erfolgen kann.

#### 4.3.2 Ortsnetztrafostationen und Industriestationen

In Ortsnetztrafostationen wird die elektrische Energie von Mittel- auf Niederspannung transformiert (von 30kV auf 230/400 Volt). Grundsätzlich wird zwischen Freileitungs- und reinen Kabelstationen unterschieden. Es gibt jedoch auch Ausführungen wie die Febau Gebäudestation an die sowohl Freileitungen als auch Erdkabel angeschlossen werden können.



Kabeltrafostation

Maststation

Febau Station

Industriestation

**Abb. 4-12 Stationstypen**

Industrietrafostationen werden für die elektrische Versorgung von größeren Industriebetrieben eingesetzt. Sie unterscheiden sich gegenüber einfach Ortsnetztrafostation in der Größe und Bauform und werden oftmals direkt in die Firmengebäude integriert. Durch den hohen Leistungsbedarf muss der Transformator und auch die Zuleitung höher dimensioniert werden.

## 4.4 Netzbetrieb Mittelspannung

### 4.4.1 Vorschriften und Bestimmungen

Die Elektrotechnischen Vorschriften regeln die Normalisierung, Typisierung, Errichtung und Überwachung von elektrischen Anlagen. Maßgebliche Verordnungen sind die nationalen ÖVE-Vorschriften und die europäischen EN-Normen, die für ganz Europa gelten.

Die Errichtung von elektrischen Anlagen über 1kV sind heute in der ÖVE E-8383 (früher EH1) und für Freileitungen in der ÖVE E-8111 geregelt. Der



Betrieb von Starkstromanlagen ist in der EN 50110 verankert. Bei der Energie AG gibt es betriebsinterne Vorschriften, welche die jeweiligen Bereiche genauer regeln.

#### *4.4.2 Mittelspannungsschutzkonzept*

Schutzgeräte haben spezielle Anforderungen, die sie erfüllen müssen. Die Aufgabe von Schutzeinrichtungen ist es, die abnormalen Zustände (Fehler) zu erfassen und die geeigneten Abhilfemaßnahmen zu veranlassen. Das bedeutet, Abschalten bei unmittelbarer Gefährdung von Betriebsmitteln, wie z.B. bei einem Kurzschluss, und Melden bei nicht unmittelbarer Gefährdung durch einen Erdschluss.

Beim Auftreten von Fehlern müssen materielle Schäden an Betriebsmittel verhindert werden, es sollte zudem die Versorgung der Kundenanlagen nicht unterbrochen werden; weiters sind Rückwirkungen auf die Abnehmer zu verhindern. Ebenso darf die Stabilität des überregionalen Verbundnetzes nicht gestört werden. Eine schnelle Arbeitsweise ist besonders wichtig bei unmittelbarer Gefährdung von Betriebsmitteln oder Menschen (z.B. bei Kurzschluss). Beim Leitungsschutz soll jeweils nur das der Fehlerstelle am nächsten liegende Schutzgerät auslösen. Man spricht hier von Selektivität. Auch genaues Arbeiten der Schutzgeräte über viele Jahre hinweg ist von Bedeutung. Fehler sollen richtig gemeldet und weggeschaltet werden. Zuverlässigkeit bedeutet, in kurzer Zeit richtig zu reagieren und keine Fehlauslösung im fehlerfreien Betrieb zu produzieren.

Neben den technischen Forderungen sind auch die wirtschaftlichen Aspekte zu beachten. Auch der Kostenfaktor spielt bei der Auswahl der Schutzgeräte eine wichtige Rolle. Die Kosten sollten an den Wert des zu schützenden Betriebsmittels und an die betriebliche Bedeutung des Netzes angepasst sein.

**“Die Kosten eines 30-kV-Leitungsschutzes betragen ca. soviel wie der Neubau von 200m Freileitung!”**

## **4.5 Realisierung eines Mittelspannungsprojektes**

### *4.5.1 Projektplanung bis zur Baueinweisung*

Mittelspannungsprojekte können entweder durch eine Kundenanfrage oder durch eine interne Vorgabe der Netzplanungsabteilung des Asset-Managements ausgelöst werden.

Mit Hilfe eines Übersichtsplanes aus dem Geografischen Informationssystem (GIS) stellt der zuständige Projektplaner in Absprache mit dem Netztechniker Vorüberlegungen zur Ermittlung einer geeigneten Leitungs- oder Kabeltrasse an. Nach einer Besichtigung vor Ort und der Einholung der Zustimmung aller betroffenen Grundbesitzer erfolgt die Bestimmung der Projektkosten mit einer speziellen Kalkulationssoftware. Löst ein Kunde ein Projekt aus, so wird durch den Vertrieb ein Angebot mit den kundenanteiligen Projektkosten erstellt. GIS-Techniker der technischen Büros haben nach Unterschrift des Kunden die Aufgabe Planunterlagen für eine Einreichung bei der Energierechtsbehörde anzufertigen. Neue Mittelspannungsanlagen müssen bis auf geringfügige Änderungen (wie z.B. einen Masttausch) ausnahmslos von der Abteilung Umwelt der oberösterreichischen Landesregierung energierechtlich genehmigt werden.

Die Einreichmappen werden in dreifacher Ausfertigung an die zuständige Landesregierung geschickt und enthalten das Eingabeschreiben, einen technischen Bericht, einen Projektplan, einen Netzplanausschnitt und ein Grundstücksverzeichnis. Je nach Anzahl der bereits eingereichten Projekte und Auslastung der Energierechtsbehörde wird mit dem Schreiben "Anberaumung zu einer mündlichen Verhandlung" die Energie AG Netz GmbH über den Verhandlungstermin in Kenntnis gesetzt. Die Zusammenkunft ist oftmals im zuständigen Gemeindeamt, wo das Projekt vom zuständigen Projektplaner den betroffenen Grundbesitzern und einem Verhandlungsleiter näher erläutert wird. Ein staatlich vereidigter Amtssachverständiger für Elektrotechnik prüft im Zuge der Verhandlung die technische Sinnhaftigkeit des eingereichten Projektes. Nach einem Lokalaugenschein vor Ort und der Zustimmung aller betroffenen Parteien wird der Umbaumaßnahme durch Herausgabe eines Energierechtsbescheids seitens der Landesregierung zugestimmt.



**Abb. 4-13 Ansuchen zur energierechtlichen Genehmigung**

#### 4.5.2 Projektausführung und Fertigmeldung

Bei einer Baueinweisung, welche in Form einer Trassenbegehung mit dem zuständigen Montagemeister und dem Polier eines Tiefbauunternehmens stattfindet, werden noch wichtige Punkte abgeklärt, damit eine reibungslose Bauausführung gewährleistet werden kann. Der Montagemeister bespricht mit dem Gruppenführer der Arbeitsgruppe unmittelbar vor dem Baubeginn den Ablauf des geplanten Umbaus. Der Netztechniker legt in Ansprache mit dem Betriebsplaner und dem Montagemeister den Schaltungstermin zur Freischaltung des Versorgungsnetzes fest und koordiniert den Ablauf mit der Leitstelle. Sollten Großkunden von der Netz-Freischaltung betroffen sein, werden diese vorab schriftlich über die Abschaltung informiert. Der Leitungsumbau oder die Kabelverlegung erfolgt dann durch die Arbeitsgruppe. Nach erfolgter Bauausführung wird der Projektplaner mittels einer elektronischen Fertigstellungsmeldung des Montagemeisters in Kenntnis gesetzt. Dieser löst dann die Verrechnung der Projektkosten an den Kunden aus.

## 4.6 Grundlagen der Energie AG Störungsstatistik

### 4.6.1 Ausfallhäufigkeit $H_{VU}$

Die Störungsanfälligkeit von Freileitungsnetzen liegt wesentlich über der von Kabelnetzen.

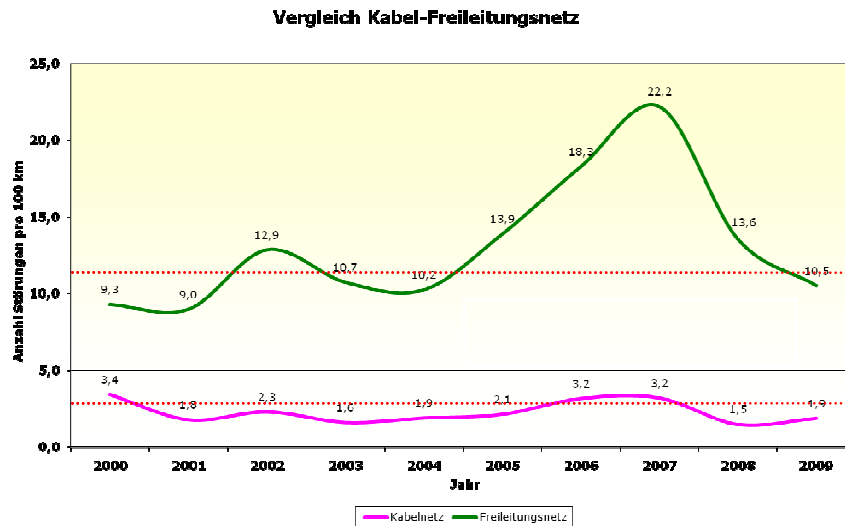
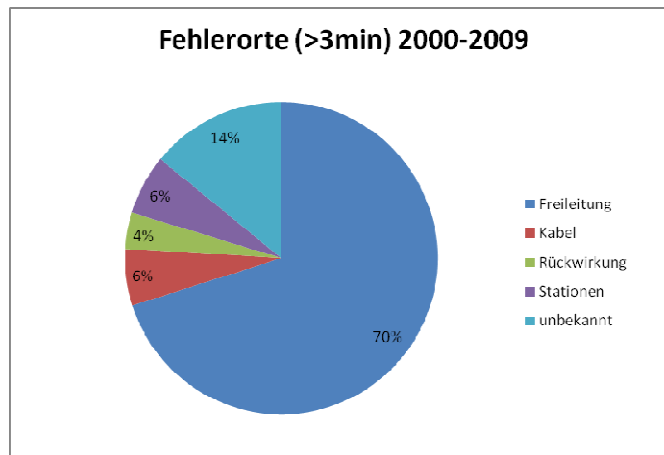


Abb. 4-14 Vergleich der Störungen im Kabel-Freileitungsnetz<sup>16</sup>

In der Grafik lässt sich ein rasanter Anstieg der Störungshäufigkeit in Freileitungsnetzen seit dem Jahr 2004 erkennen. Hauptgründe dafür waren außergewöhnliche Umwelteinflüsse, wie zum Beispiel Stürme, Schneedruck, etc. In der Ausfallstatistik der Kabel besteht kein Zusammenhang von Störungen zu äußeren Einflussfaktoren (also keine Störungsanhäufung ab dem Jahr 2004 wie bei der Freileitung). Die Störungsanhäufung im Jahr 2007 wurde nicht durch Umwelteinflüsse, sondern durch Dritte verursacht. Im Praxiskapitel 7 wird mit dem Langzeitdurchschnittswert von 11 Störungen/100km Freileitung und 3 Störungen/100km Erdkabel pro Jahr gerechnet.

<sup>16</sup> (Energie AG Netz GmbH, 2010)

**Abb. 4-15 Statistik Fehlerorte 2000 - 2009<sup>17</sup>**

Dieses Diagramm zeigt die Verteilung der Fehlerorte im Energie AG Versorgungsnetz. Es ist zu erkennen, dass 70 Prozent der Fehlerorte im Bereich der Freileitungsnetze auftreten.

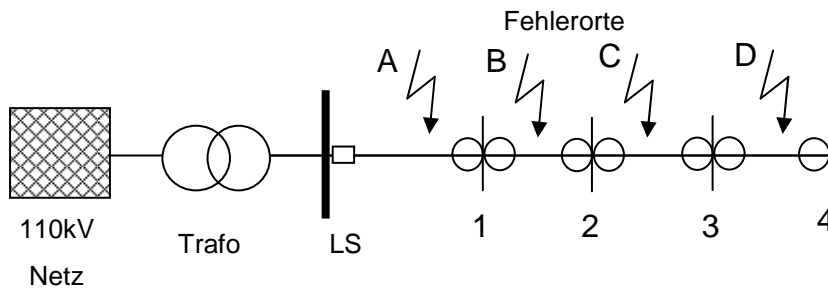
Von den dadurch hervorgerufenen Schadensereignissen, die nicht durch "Automatische Wiedereinschaltung Kurz" (AWE-K, <1sec.) und "Automatische Wiedereinschaltung Lang" (AWE-L, bis zu 3min.) behoben werden können, werden davon ca. die Hälfte durch atmosphärische Einwirkungen ausgelöst. Im Gegensatz dazu bedingen diese Umgebungseinflüsse nur eine geringe Anzahl der Kabelschäden. Erdkabel sind bei 6 Prozent aller Fehlerorte betroffen, bei 1/3 davon sind Beschädigungen durch fremde Einwirkungen (insbesondere bei Erd- und Baggerarbeiten) Anlass für die Störungen. Die Dauer zur Behebung eines Fehlers mit der Wiederherstellung des Normalschaltzustandes ist bei Kabeln ca. vier Mal länger als bei Freileitungen, wobei beim Kabel der erhöhte Mehraufwand hauptsächlich durch Fehlersuche mittels eines Kabelmesswagen und Grabarbeiten entsteht.

#### 4.6.2 Mittlere Ausfallzeit $T_A$

Unter der mittlere Ausfallzeit  $T_A$  versteht man die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Störfall. Diese Dauer ist bei Kabel und Freileitungsnetzen unterschiedlich. Bei Freileitungsstörungen werden als Näherungswert an

<sup>17</sup> (Energie AG Oberösterreich, 2010)

die Statistik 3 Stunden und bei Kabelstörungen 12 Stunden für Berechnungen im Praxiskapitel 7 angesetzt.



**Abb. 4-16 Einfachleitung mit Störungsfällen**

Im folgenden Beispiel wird gezeigt, wie sich die Ausfallzeiten auf einem reinen Kabelabgang verhalten. Die ersten Trafostationen können nach der manuellen Umschaltdauer  $T_{UM}$  schon wieder versorgt werden.

**Tab. 4-1 Ausfallzeiten nach Störungsart**

Fehlerort	Ausfallzeiten der Trafostationen [h]			
	1	2	3	4
A	12	12	12	12
B	2	12	12	12
C	2	2	12	12
D	2	2	2	12

Da jedoch die Trafostationen in Wirklichkeit je nach Fehlerort unterschiedliche Ausfalldauern haben, wird durch eine Reihenentwicklung eine durchschnittliche Ausfallzeit aller Stationen  $T_A'$  am betroffenen UW-Abgang berechnet.

$$T_A' = \frac{T_A}{N} \times \frac{N+1}{2} + \frac{T_{UM}}{N} \times \frac{N-1}{2}$$

$T_A'$  Mittelwert der Ausfallzeit aller Stationen

$T_A$  Ausfallzeit der Leitung

$T_{UM}$  manuelle Umschaltzeit

$N$  Anzahl der Trafostationen

## 5 Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung dient fast immer dem Zweck, eine Entscheidung zwischen mindestens zwei technischen Ausführungsformen zu ermöglichen. Das vordergründige Ziel ist nicht, die zukünftig entstehenden Kosten schon heute zu berechnen, sondern unter gleichen Rahmenbedingungen die voraussichtlichen Kosten verschiedener technischer Lösungen schon heute miteinander zu vergleichen. Die politischen und ökologischen Rahmenbedingungen müssen bei einer sicheren und preiswerten Versorgung mit elektrischer Energie eingehalten werden. Die Kostenminimierung ist das oberste Ziel. Dieses Prinzip ist für alle Entscheidungen bestimmend.<sup>18</sup>

*“Kosten sind betriebswirtschaftlich gesehen der bewertete Verzehr von Produktionsfaktoren.“*<sup>19</sup>

Anlagen zur elektrischen Energieübertragung und -verteilung werden heutzutage vermehrt nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten bemessen. Der steigende Bedarf an elektrischer Energie muss im Hinblick auf mögliche Erweiterungen bei der Neuplanung eines Netzes berücksichtigt werden.

### 5.1 Verfahren der Zinseszinsrechnung

Da die Zahlungen (Ausgaben und Einnahmen), welche bei einer Investition zusammenhängend ungleichmäßig über die Zeit verteilt sind, ist ein Vergleich der Zahlungen zweier Investitionen nur möglich, wenn sie auf einen gleichen Zeitpunkt (meistens auf die Gegenwart) bezogen werden. Dies geschieht durch entsprechende Verfahren der Aufzinsung oder Abzinsung auf einen gemeinsamen Zeitpunkt. Dieser Bezugspunkt ist der Stichtag mit dem die Investition gestartet wird. Die auf den Stichtag, bezogenen Werte sind Barwerte (Anfangswerte). Der Barwert einer Zahlung ist umso kleiner, je später die Zahlung erfolgt und je höher der jährliche Zinssatz ist.<sup>20</sup>

---

<sup>18</sup> <http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/wirtschaftlichkeitsrechnung/wirtschaftlichkeitsrechnung.htm> (05.03.2010)

<sup>19</sup> (Altmann, 2009) S. 328

<sup>20</sup> (Mensch, 2002) S. 67ff

Mit Hilfe folgender Gleichungen können alle einmaligen Zahlungen auf einen Bezugspunkt umgerechnet werden:

**Aufzinsung:**

Als Aufzinsung (Akkumulierung) wird ein Verfahren der Zinseszinsrechnung bezeichnet, bei dem der Endwert aus einem gegebenen Zahlungswert bei gegebener Laufzeit und Verzinsung mit Hilfe eines Aufzinsungsfaktors hochgerechnet wird.

$$K_n = K_0 \times q^n$$

$K_n$      *Endkapital nach n vollen Jahren*

$K_0$      *Geldsumme, die eingelegt bzw. ausgeliehen wird*

$q$      *Zinsfaktor*

$n$      *Anzahl der Jahre, für die Zinsen berechnet werden*

**Abzinsung:**

Unter Abzinsung versteht man ein Verfahren der Zinseszinsrechnung zur Errechnung des Barwertes. Dabei sind sowohl der Endbetrag als auch die Laufzeit vorgegeben; die Verzinsung wird mit Hilfe eines Diskontierungsfaktors berechnet.<sup>21</sup>

$$K_0 = K_n \times q^{-n}$$

**Zinseszinsrechnung:**

Die Aufgabe der Zinseszinsrechnung besteht darin, dass die am Jahresende anfallenden Jahreszinsen zu einem vorhandenen Guthaben hinzugefügt werden und somit in der Folgezeit ebenfalls verzinst werden. Diese zusätzlichen Zinsbeträge nennt man Zinseszinsen.<sup>22</sup>

Mit Hilfe der Zinseszinsformel kann die Verzinsung von Kapital berechnet werden.

---

<sup>21</sup> <http://www.foerderland.de/807+M50a806a3f9b.0.html> (16.12.2009)

<sup>22</sup> (Kreul/ Ziebarth, 2009 ) S. 336ff



$$K_n = K_0 \times (1 + r)^n = K_0 \times q^n$$

$r$       *realer Zinssatz*

## 5.2 Berücksichtigung der Teuerung

Damit die künftigen Kosten- und Nutzenströme in der Wirtschaftlichkeitsrechnung richtig berücksichtigt werden, muss die Preissteigerung rechnerisch mit einbezogen werden. Vereinfacht kann eine gleiche, jährlich gleich bleibende Preissteigerungsrate (die allgemeine Inflationsrate) angenommen werden. Für die praktische Rechnung wird davon ausgegangen, dass sich die allgemeine Inflationsrate und der Zinssatz näherungsweise parallel verhalten. Bei einer konstanten Teuerung bedeutet dies, dass auch die Zinssätze konstant bleiben. Bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung kann also mit dem sogenannten realen Zinssatz  $[r]$  gerechnet werden. Dieser Realzins ergibt sich durch Abzug der Inflationsrate vom Nominalzins.<sup>23</sup>

$$r = i - e \quad (\text{in Prozent})$$

$i$       *Nominalzinssatz*

$e$       *allgemeine Teuerungsrate*

## 5.3 Kapitalkosten einer Investition

Der Begriff "Kapitalkosten" stammt aus der Betriebswirtschaftslehre und beschreibt Kosten, welche einem Unternehmen entstehen, wenn für geplante Investitionen Kapital beschafft werden muss. Allgemein unterscheidet man zwischen Fremdkapital- und Eigenkapitalaufnahme.<sup>24</sup>

Um verschiedene Varianten im Zuge dieser Diplomarbeit einfacher vergleichen zu können, wird mit Zinsen für das gesamte betriebsnotwendige Kapital gerechnet, ohne Rücksicht darauf, ob es aus Eigen- oder Fremdmitteln stammt. Als Zinssatz wird üblicherweise der für langfristiges Kapital benutzt. Es wird ein mittlerer Zinssatz zwischen 5 und 8 Prozent angenommen.

---

<sup>23</sup> <http://de.mimi.hu/borse/realzins.html> (18.12.2009)

<sup>24</sup> <http://de.wikipedia.org/wiki/Kapitalkosten> (18.01.2010)

## 5.4 Investitionskosten und Nutzungsdauer

Unter dem Begriff der "Investition" versteht man die Verwendung von finanziellen Mitteln zur Beschaffung von Anlagevermögen (Gebäude, Maschinen, Fuhrpark) und/oder Umlaufvermögen (Vorräte, Wertpapiere). Investitionskosten definieren daher die Summe erforderlichen finanziellen Mittel für die Realisierung einer Investition. Die Finanzierung der Investitionskosten kann mittels Eigenkapital oder durch Fremdkapitalbeschaffung (Kreditaufnahme) erfolgen, der Zins ist der Preis für die Beanspruchung des Kapitals. Investitionskosten beinhalten die Anlagenkosten (Material, Transport und Montage, Bauten, Land), Planungskosten (Planung, Beratung, Bauüberwachung, Inbetriebnahme) und die Finanzierungskosten während der Bauzeit.<sup>25</sup> Eine Auflistung der wichtigsten Investitionskosten für 30-kV-Mittelspannungsbetriebsmittel:

**Tab. 5-1 Investitionen im Mittelspannungsnetz**

<i>Freileitung</i>	€/km	48.000
<i>Kabel</i>	€/km	100.000
<i>Umschaltautomatik</i>	€	23.500
<i>Transformator 630kVA</i>	€	11.500
<i>Umspannwerk Abgang</i>	€	190.000
<i>Umspannwerk Gebäude</i>	€	290.000

Die Investitionskosten stellen jenen Betrag dar, der in der Unternehmensbilanz aktiviert und über die Nutzungsdauer der Investition abgeschrieben werden muss. Da Betriebsmittel durch die Nutzung oder den Zeitablauf eine Wertminderung erfahren, muss diese in Form einer Abschreibung kostenmäßig erfasst werden, um auf diese Weise die Mittelbereitstellung für zukünftige Reininvestitionen zu sichern. Sie dient somit der Erhaltung des Kapitals für die Betriebsmittel und Anlagen. Alle materiellen und immateriellen Gebrauchsgüter, die eine längere Lebensdauer als eine Abschreibungsperiode haben, sind abschreibungsfähig. Die Nutzungsdauer der Betriebsmittel und Anlagen bestimmt

<sup>25</sup> [http://www.handelsakademie.at/material/BW/Bw4/investition\\_finanzierung\\_sigl.pdf](http://www.handelsakademie.at/material/BW/Bw4/investition_finanzierung_sigl.pdf)  
(18.12.2009)

die Höhe der Abschreibung. In den Abschreibungstabellen („Absetzung für Abnutzung“, kurz AfA-Tabelle) des Bundesministeriums ist die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer [Tn] für Anlagegüter ausgewiesen.<sup>26</sup>

**Tab. 5-2 Auszug aus der AfA-Tabelle für die Elektrizitätswirtschaft<sup>27</sup>**

Anlage	Nutzungsdauer in Jahren
Betriebsgebäude	50
Transformator, Schaltanlage	20
Freileitung, Hochspannung >50kV	35
Freileitung, Mittelspannung >20kV	30
Freileitungen bis 20kV	25
Kabel, Hochspannung	35
Kabel, Niederspannung	25

Um die Wirtschaftlichkeit einer Investition bestimmen zu können, ist die Nutzungsdauer einer Anlage bzw. des Betriebsmittel ein wesentlicher Faktor. Je länger die Nutzungsdauer ist, desto kleiner sind die jährlichen Kapitalkosten. In der Praxis ist es sinnvoll, für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen Nutzungsdauern heranzuziehen, die in der Praxis auch erfüllt werden können. Für eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wird im Praxiskapitel 7 vereinfachend mit einer Nutzungsdauer von 25 Jahren gerechnet.

## 5.5 Betriebskosten der Energieversorger

Betriebskosten sind die jährlichen Kosten, die für die Aufrechterhaltung und tägliche Nutzung von elektrischen Anlagen bzw. Betriebsmitteln anfallen. Sie bestehen aus den Instandsetzungs- und Instandhaltungskosten, den Bedienungs- und Unterhaltskosten, den Kosten für die allgemeine Verwaltung und den nicht erfolgsabhängigen Steuern und Versicherungen. Unter Instandsetzung und Instandhaltungskosten fallen die Wartung und Revision bestehender Anlagen, Ausschneidearbeiten zur Trassenfreihaltung von Mittelspannungsfreileitungen sowie die Instandsetzung von Erdkabeln zur Erhöhung des Isolationswertes. Unter „Bedienung“ wird die Betriebsführung bestehender Mittelspannungsanlagen mit Hilfe von Schalt- und Messgeräten

<sup>26</sup> (Heuck/ Dettmann/ Schulz, 2007) S. 643ff

<sup>27</sup> (Heuck/ Dettmann/ Schulz, 2007) S. 643 Tab. 13.1

verstanden. Unter sie fallen beispielsweise Schalthandlungen zur Freischaltung elektrischer Netze oder auch die Messung eines Erdungswertes einer Trafostation. Die allgemeine Verwaltung umfasst die Dokumentation bestehender Anlagen in Form von Schalt- und Lageplänen sowie Stücklisten. Auch die Datenpflege, die im Zuge von Schalthandlungen notwendig ist, fällt unter allgemeine Verwaltung. Nicht erfolgsabhängige Steuern sind unter anderem die Grund- und Kfz-Steuer. Mittelspannungsleitungsanlagen und Betriebsmittel sind jedoch aufgrund der hohen Prämien selten versichert. Die jährlichen Betriebskosten werden also, wie in den folgenden Tabellen aufgelistet, als Prozentsatz von den Investitionskosten berücksichtigt. Die jährliche Teuerungsrate der Betriebskosten ist bereits im Realzinssatz berücksichtigt (siehe Punkt 5.2). Bei durch Wald führenden Mittelspannungsfreileitungen fallen in einem erhöhten Ausmaß Instandhaltungs- und Instandsetzungskosten wegen der Trassenfreihaltung an, daher werden als Betriebskosten für diese Leitungsabschnitte 7 Prozent von den Investitionskosten angesetzt. Mittelspannungskabel verursachen hingegen geringe laufende Kosten, daher wird hier nur ein Wert von 1,5 Prozent von den Investitionskosten für die Betriebskosten berechnet. Bei den Umspannwerken und Trafostationen sind die größten Kostenverursacher die Schalthandlungen durch das Personal.<sup>28</sup>

**Tab. 5-3 Betriebskostenbewertung der Mittelspannungsbetriebsmittel**

<b>Umspannwerk</b>		<b>Freileitung ohne Wald</b>	
<i>Instandsetzung und Instandhaltung</i>	1	<i>Instandsetzung und Instandhaltung</i>	4
<i>Bedienung</i>	1	<i>Bedienung</i>	0
<i>allgemeine Verwaltung</i>	0,5	<i>allgemeine Verwaltung</i>	0,5
<i>nicht erfolgsabhängige Steuern, Versicherungen</i>	0,5	<i>nicht erfolgsabhängige Steuern, Versicherungen</i>	0,5
<b>jährliche Betriebskosten</b>	<b>2%</b>	<b>jährliche Betriebskosten</b>	<b>5%</b>

<b>Kabel</b>		<b>Freileitung mit Wald</b>	
<i>Instandsetzung und Instandhaltung</i>	0,5	<i>Instandsetzung und Instandhaltung</i>	6
<i>Bedienung</i>	0	<i>Bedienung</i>	0
<i>allgemeine Verwaltung</i>	0,5	<i>allgemeine Verwaltung</i>	0,5
<i>nicht erfolgsabhängige Steuern, Versicherungen</i>	0,5	<i>nicht erfolgsabhängige Steuern, Versicherungen</i>	0,5
<b>jährliche Betriebskosten</b>	<b>1,5%</b>	<b>jährliche Betriebskosten</b>	<b>7%</b>

<sup>28</sup> (Heuck/ Dettmann/ Schulz, 2007) S. 643ff

<b>Trafostation</b>	
<i>Instandsetzung und Instandhaltung</i>	0,5
<i>Bedienung</i>	1
<i>allgemeine Verwaltung</i>	0,5
<i>nicht erfolgsabhängige Steuern, Versicherungen</i>	0,5
<b>jährliche Betriebskosten</b>	<b>2,5%</b>

Die angeführten Prozentsätze werden für die Berechnung der Betriebskosten angenommen und entsprechen annähernd realistischen Aufwendungen, die für den Betrieb der Anlagen erforderlich sind.

## 5.6 Ausgabewirksame Kosten

Die Ausgabewirksamen Kosten sind alle laufenden Kosten, die aufgrund der geplanten elektrischen Anlagen und Betriebsmittel anfallen. Diese Kosten setzen sich aus den Investitionskosten und den Betriebskosten während der Nutzungsdauer (Jahre 1 bis n) zusammen.

## 5.7 Störungs- und Schadensfolgekosten

Störungs- und Schadensfolgekosten (in Folge als Ausfallkosten bezeichnet) sind jene Kosten, die für Kunden aus den Bereichen Haushalt, Landwirtschaft, Gewerbe und Industrie durch fehlende Energieversorgung im Zuge von Störungen verursacht werden. Bei Gewerbe und Industrie entstehen neben den eigentlichen Kosten des Produktionsstillstandes auch bei Stilllegung einer Produktiveinheit Kosten. Die Kosten des Produktionsstillstandes sind einerseits pagatorische Kosten (z.B. Wiederanlaufkosten), andererseits entstehen auch Opportunitätskosten durch den Stillstand wegen entgangener Deckungsbeiträge. Mieten und andere Raumkosten, Zinskosten der Anlagen, Grundsteuer sowie Instandhaltungskosten müssen trotz Stillstand bezahlt werden. Die Einkommensausfälle für Elektrizitätsversorgungsunternehmen zählen nicht zu diesen Kosten. Die häufigsten Störungs- und Schadensfolgekosten sind Kosten für Zusatz- und Nachholarbeit, entgangene Gewinne, Personalkosten, Kosten für die Bereithaltung von Reservebetriebsmitteln wie Aggregate, zusätzliche Transportkosten sowie Reinigungs- und Rüstkosten.

Die entstehenden Kosten sind jedoch schwer zu erfassen und variieren stark von Branche zu Branche.<sup>29</sup>

## **5.8 Ausfallkosten durch Versorgungsunterbrechungen**

### *5.8.1 Zusammenhang mit der Auswahl der Produktionsstandorte*

Die Liberalisierung des österreichischen Strommarktes und die damit verbundenen jährlichen Netzkostensenkungen haben zwangsläufig Auswirkungen auf die Qualität der Energieversorgung. Durch dieses neue Qualitätsregulierungsmodell wird dem Netzbetreiber nicht mehr der volle Kostenersatz garantiert. Diese Tatsache führt zwangsläufig zu einer Reduktion der Investitionen im Netz. Im Laufe der Jahre werden vermehrt Störungen auftreten, welche durch vernachlässigte Instandhaltungsarbeiten ausgelöst werden. Die Störungsausfallzeiten im Allgemeinen werden voraussichtlich größer. Eine Möglichkeit dem Trend entgegen zu wirken ist eine Kompensationszahlung durch den Netzbetreiber für nicht gelieferte Energie. Solche Modelle wurden seit 01.01.2001 bereits in Norwegen, Portugal, Spanien, Niederlande, Italien und Großbritannien erfolgreich eingeführt. Für nicht gelieferte Energie zu bezahlen, führt zu einem zweiten gravierenden Kostenpunkt. Zu den bisherigen Betriebskosten fallen nun auch Ausfallkosten an. Ziel ist es, die Gesamtkosten (Betriebskosten + Ausfallkosten) durch sinnvolle Investitionen zu reduzieren. Die Kosten für einen Produktionsausfall einer Firma, der durch Stromausfall oder einem Spannungseinbruch entsteht, kann enorm sein. Eine zuverlässige Energieversorgung wird in Zukunft sicher einen starken Einfluss auf die Wahl der Produktionsstandorte von Industriebetrieben haben. Mit einer starken Abnahme der Versorgungsqualität ist in Österreich in den nächsten Jahren nicht zu rechnen, dennoch ist es sinnvoll, Investitionen in elektrischen Netzen auf ihre Wirtschaftlichkeit zu überprüfen.

---

<sup>29</sup> <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/stillstandskosten.html?referenceKeyword=Name=Ausfallkosten> (18.12.2009)

### 5.8.2 Einteilung der Kundengruppen

Aufgrund unterschiedlicher Höhe der Kosten infolge einer Störung der Energieversorgung bedarf es einer grundsätzlichen Einteilung der Kundengruppen und Ausfallkosten. Diese Einteilung ist jedoch ziemlich grob, weil die Ausfallkosten für jede Branche anders sind. Es müssen somit Durchschnittskosten für jede Kundengruppe ermittelt werden.

Die Ausfallkosten setzen sich aus zwei Komponenten zusammen:

- Fixe Ausfallkosten (zeitunabhängig)
- von der Versorgungsunterbrechung abhängige Komponente (zeitabhängig)

#### a) Haushalte und Landwirtschaft:

Für die Kundengruppe Haushalt entstehen vor allem größere Schäden durch den Ausfall von Kühl- und Küchengeräten. Es darf auch die Unbequemlichkeit durch Temperaturveränderung und Lichtausfall nicht vergessen werden. Die Bewertung dieser Punkte ist jedoch schwierig. In der Landwirtschaft hängt die Höhe der verursachten Kosten davon ab, in welchem Sektor der Landwirt tätig ist. Speziell in größeren Schweine- oder Hühnerfarmen ist ein Stromausfall problematisch und kann durch den Ausfall der Klima- und Belüftungsanlagen zum Ableben von Tieren führen.

#### b) Industrie und Gewerbe:

Unterbrechungen tagsüber an Werktagen führen überwiegend zu Kosten durch Produktionsausfall in Gewerbe und Industrie.

Beispiele für direkt entstehende Kosten, sind die Beschädigung von Anlagen oder Produkten bzw. Kosten für das Wiederanfahren von Produktionsanlagen. Weitaus bedeutsamer sind üblicherweise jedoch Verluste aufgrund von Produktionsausfällen. Sofern die Produktion später nicht aufgeholt werden kann, entsteht zusätzlich ein Verlust an Wertschöpfung.

Versorgungsunterbrechungen und Spannungseinbrüche können zu folgenden Störungsfolgekosten führen:

- Wideranlaufkosten (Neuanlauf)
- Stillsetzungskosten (Auslauf)
- Stillstandskosten (entgangener Gewinn)
- Zusatzkosten (Ausschussware)

### 5.8.3 Bewertung der Ausfallkosten

In Österreich gibt es noch keine veröffentlichte Studie bezüglich Ausfallkosten. Es müssen für die Berechnung Studien verschiedener Länder herangezogen werden, die sich mit dieser Problematik Qualitätsregulierung bereits befasst haben. Die nachstehenden durchschnittlichen Unterbrechungskosten für die unterschiedlichen Kundengruppen wurden von der E-Control-Homepage übernommen. Die Unterbrechungskosten in €/kWh gelten nur bei Unterbrechungen  $t > 3\text{min}$  und Spannungsebene  $> 1\text{kV}$ . Es wird grundsätzlich unterschieden zwischen geplanten und ungeplanten Unterbrechungen.<sup>30</sup>

**Tab. 5-4 Spezifische Ausfallkosten " $K_w$ " je nicht zeitgerecht gelieferter Energie<sup>31</sup>**

Kundengruppe	geplante Unterbrechungskosten [€/kWh]	ungeplante Unterbrechungskosten [€/kWh]
Haushalt / Landwirtschaft	0,40	0,53
Industrie / Gewerbe	4,67	6,67

Für die Berechnungen im Praxiskapitel 7 sind nur die ungeplanten Unterbrechungskosten relevant.

<sup>30</sup> [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP16\\_20051212.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP16_20051212.pdf) (19.12.2009)

<sup>31</sup> [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP16\\_20051212.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP16_20051212.pdf) (19.12.2009)



Die Ausfallkosten pro Jahr werden wie folgt berechnet:

$$A_K = P_A \times H_{VU} \times T_A' \times K_W$$

$A_K$      *Ausfallkosten*

$P_A$      *Ausfalleistung*

$H_{VU}$     *Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen*

$T_A'$     *Mittelwert der Ausfallzeit aller Stationen*

$K_W$     *spezifische arbeitsbezogene Ausfallkosten*

## **6 Kostenmäßige Beurteilung von Varianten**

### **6.1 Voraussetzungen für einen Variantenvergleich**

Um verschiedene Investitionen wirtschaftlich vergleichen zu können, müssen sie je nach gewählten Verfahren der Wirtschaftlichkeitsrechnung gewisse Voraussetzungen erfüllen. Der direkte Vergleich der gesamten Kosten ist nur zulässig, wenn die untersuchten Investitionen den gleichen physikalischen Nutzen erzeugen. Im Beispiel einer Stromerzeugungsanlage wäre darunter die gleiche Menge der erzeugten Energie und bei Übertragungsanlagen (Kabel, Freileitungen) eine gleiche maximale Übertragungsenergie zu verstehen. Eine weitere Bedingung für die wirtschaftliche Vergleichbarkeit ist eine gleiche Nutzungsdauer der zu vergleichenden Varianten. Da die Gleichheit von Erlös oder Nutzen in der Praxis nicht gegeben ist, werden für wirtschaftliche Vergleiche relative Größen herangezogen (Durchschnittskosten). Bei der Planung und Ausführung sind Kosteneinsparungspotentiale, z.B. Synergie-Effekte durch eine gemeinsame Trasse bei einer Leitungsverlegung, zu nutzen. Die Einsparungen daraus sind bei einem Kostenvergleich zu berücksichtigen.<sup>32</sup>

### **6.2 Methoden der Wirtschaftlichkeitsrechnung**

Um bei einem Investitionsprozess im zeitlichen Ablauf über die Nutzungsdauer der Investition die jährlichen unregelmäßigen Ausgaben und Einnahmen darstellen zu können, werden zwei dynamischen Verfahren der Wirtschaftlichkeitsrechnung angewendet. Im Zuge dieser Diplomarbeit wird die "Annuitätenmethode" der Vollständigkeit halber zwar genannt, jedoch nicht näher behandelt. Die "Kapitalwertmethode" ist leicht verständlich und stellt die wichtigste Methode der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung dar. Für die Feststellung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen bezieht die Kapitalwertmethode alle zu unterschiedlichen Zeitpunkten innerhalb eines Planungszeitraumes anfallenden Ausgaben und Einnahmen auf einen fixen Zeitpunkt. Üblicherweise wird hierzu der Beginn des Planungszeitraumes (Anfangs-

---

<sup>32</sup> <http://www.arbeitshilfen-abwasser.de/html/kapitel/A8-7- Kostenvergleich.html> (12.12.2009)

zeitpunkt der Investition) gewählt, welcher auch "Kalkulationszeitpunkt" genannt wird.<sup>33</sup> Der Kapitalwert der Investition wird durch Abzinsung auf den Kalkulationszeitpunkt errechnet und stellt somit die Summe der abgezinsten Zahlungen innerhalb des festgelegten Zeitraumes da. Der dabei verwendete Zinssatz wird auch Kalkulationszinsfuß genannt. Dieser Zinsfuß ist vom Anwender individuell festzulegen. Die Vorteilhaftigkeit einer Investition wird an der Höhe der Kapitalwerte gemessen. Das bedeutet, je höher der Kapitalwert einer Investition ist, desto sinnvoller ist eine Investition. Sollten alle Kapitalwerte negativ sein, so ist abzuwägen, ob überhaupt eine Investition durchgeführt werden sollte oder aber eine alternative Anlagemöglichkeit günstiger ist. Die Barwertmethode ist eine Variante der Kapitalwertmethode und wird dann eingesetzt, wenn es beim Vergleich von verschiedenen Investitionsvarianten um die Bestimmung der Ausgaben über die Nutzungsdauer geht.<sup>34</sup>

### **6.3 Durchführung der Wirtschaftlichkeitsrechnung**

Für die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird im Zuge dieser Diplomarbeit die Kapitalwertmethode verwendet. Mit diesem vielseitigen Verfahren der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird der so genannte Kapitalwert ermittelt.

Die Differenz des Barwertes aller Einnahmen und des Barwertes aller Ausgaben über die Nutzungsdauer einer Investition wird als Kapitalwert einer Investition bezeichnet. Die Ausgaben bilden hier die Investitionskosten und die Barwerte der Betriebskosten während der Nutzungsdauer, während sich die Einnahmen aus den vermiedenen Barwerten der Ausfallkosten für die Wirtschaft ergeben.

Die Investitionskosten im Investitionsjahr 0 sowie die jährlichen Betriebskosten welche in den Jahren 1 bis n anfallen, bilden somit den Ausgabestrom und werden in der grafischen Gegenüberstellung als Errichtungskosten bezeichnet.

---

<sup>33</sup> (Schneider, 1973) S. 32ff

<sup>34</sup> <http://www.finanztip.de/fm/investitionsrechnung-04.htm> (14.12.2009)

Weil die Betriebskosten jährlich anfallen, müssen alle Betriebskosten während der Nutzungsdauer auf das Investitionsjahr abgezinst werden.<sup>35</sup>

Dies kann mit guter Näherung durch den Abzinsfaktor (Diskontierungsfaktor)  $d$  erfolgen. Um die zukünftigen Betriebskosten ausgehend vom Investitionsjahr 0 abdecken zu können, kann ein geringer Barwert, welcher zum heutigen Zeitpunkt mit dem realen Zinssatz  $[r]$  bis zu dem Jahr, in dem die Betriebskosten wirklich anfallen, veranlagt werden. Als Abzinsfaktor wird daher der entsprechende Faktor bezeichnet, den der Barwert heute weniger wert ist, genauer gesagt als der Wert des Endkapitals.<sup>36</sup>

$$d = \frac{(1 + r)^n - 1}{(1 + r)^n \times r}$$

$d$       *Diskontierungssummenfaktor*

Die Ausgabenseite kann daher wie folgt berechnet werden:

$$K_0 = I + B \times d$$

$K_0$       *Barwerte der Ausgaben (im Bezugsjahr 0)*

$I$       *Investitionskosten*

$B$       *Betriebskosten (jährlich)*

Um mehrere Investitionsvarianten vergleichen zu können, wird die Differenz der Barwerte der Ausgaben mit den Barwerten der Einnahmen berechnet.<sup>37</sup> Als Einnahmen werden, wie schon beschrieben, die Ausfallkosten, welche durch die Investition vermieden werden können, angesetzt. Eine Verringerung der Ausfallkosten wird positiv, eine Vergrößerung negativ berücksichtigt.

---

<sup>35</sup> (Brugger, 2009) S. 170ff

<sup>36</sup> <http://www.vsbadvoeslau.ac.at/index.php/service/begriffsklaerung/wiki-projektunterricht?view=mediawiki&article=Diskontieren> (10.03.2010)

<sup>37</sup> (Notger/ Fiedler / Joras 2008) S. 153ff

Hier die Formel für die Berechnung der Differenz Barwerte der Ausgaben:

$$\Delta K_0 = \Delta I - \Delta B \times d$$

$\Delta K_0$  Differenz Barwerte der Ausgaben verschiedener Investitionen  
(in Bezugsjahr 0)

$\Delta I$  Differenz Investitionskosten verschiedener Investitionen

$\Delta B$  Differenz Betriebskosten verschiedener Investitionen

Die Ausfallkosten im ersten Jahr werden, wie im Kapitel 5.8.3 beschrieben, berechnet. Die gesamten Ausfallkosten während der Nutzungsdauer können somit mit Berücksichtigung des Abzinsfaktor wie folgt berechnet werden:

$$A_N = A_K \times d$$

$A_N$  gesamten Ausfallkosten während der Nutzungsdauer (im Bezugsjahr 0)

$A_K$  Ausfallkosten im ersten Jahr

$d$  Abzinsfaktor bei konstanten Ausfallkosten

Um unterschiedliche Varianten vergleichen zu können, wird wieder die Differenz der Ausfallkosten ermittelt.

$$\Delta A_N = \Delta A_K \times d$$

$\Delta A_N$  Differenz der gesamten Ausfallkosten während der Nutzungsdauer

$\Delta A_K$  Differenz der Ausfallkosten im ersten Jahr

Eine Investition gilt dann als **unwirtschaftlich**, wenn die Ausgaben größer sind als die Einnahmen während der ganzen Nutzungsdauer. Sind jedoch die Einnahmen (also in unserem Fall die vermiedenen Ausfallkosten) größer, dann ist eine Investition **wirtschaftlich**.<sup>38</sup>

$$\Delta K_0 > \Delta A_N \rightarrow \text{unwirtschaftlich}$$

$$\Delta K_0 < \Delta A_N \rightarrow \text{wirtschaftlich}$$

---

<sup>38</sup> [http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/dynamische\\_verfahren.pdf](http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/dynamische_verfahren.pdf)  
(14.12.2009)

## 6.4 Entwicklung eines Werkzeuges für die praktische Anwendung

### 6.4.1 Konstante Parameter

#### a) Allgemeine technische Angaben:

Für eine manuelle Umschaltmaßnahme des Schaltwärters (Netztechniker) in der Trafostation wird eine Zeitdauer von 2h angenommen. In dieser Zeit wird mit Hilfe der Netzleitstelle der Fehler lokalisiert und die nicht fehlerbehafteten Leitungen durch eine manuelle Umschaltung des Netztechnikers bei der am nächsten bei der Fehlerstelle gelegenen Schaltmöglichkeit wieder versorgt. Die fehlerbehaftete Leitung bleibt bis zur Fehlerbehebung außer Betrieb. Bei Ringleitungen können alle Stationen innerhalb der Umschaltzeit ( $T_{UM}$ ) wieder versorgt werden, wenn die Störung auf einem Leitungsstück und nicht direkt in einer Trafostation ist. Durch eine elektronische Umschaltautomatik im Umspannwerk kann diese Umschaltung innerhalb von 5min ( $T_{UMA}$ ) direkt von der Netz-Leitstelle durchgeführt werden.

**Tab. 6-1 Umschaltdauer**

Dauer für manuelle Umschaltmaßnahme $T_{UM}$	2	h
Dauer elektronische Umschaltautomatik $T_{UMA}$	0,08	h

#### b) Kundendaten:

Für die Berechnung der Ausfallkosten werden Durchschnittsleistungen für die einzelnen Kundengruppen angenommen. Diese Erfahrungswerte stammen aus der Energie AG Kundenstatistik.

**Tab. 6-2 Ausfallleistung je Kundengruppe**

Haushalte	3	kW
Landwirtschaft	6	kW
Gewerbe	25	kW
Industrie	3000	kW

#### c) Störungsdaten Mittelspannungsnetz (EAG Statistik):

In der Energie AG Störungsstatistik gibt es für Mittelspannungsleitungen und Erdkabel durchschnittliche Werte für die jährliche Anzahl der Störungen/km. Bei Trafostationen und Umspannwerken werden diese Werte in Störungen pro Anlage angegeben. Anhand der Leitungslängen und der Anzahl der

Trafostationen pro Abgang, kann dann eine Summe für die durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen aller Betriebsmittel pro Abgang ermittelt werden. Durch eine zweiseitige Anspeisung (Ringleitung) wird die durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Jahr " $H_{VU}$ " für Freileitungen und Kabel stark reduziert. Für die Anzahl der Störungen in Trafostationen oder Umspannwerken ist es unbedeutend, ob eine Stichleitung oder Ringleitung besteht oder nicht.

In der durchschnittlichen Ausfallzeit " $T_A$ " können die Störungen wieder behoben werden.

**Tab. 6-3 Durchschnittliche Anzahl der  $H_{VU}$  pro Jahr**

	Einfachleitung	Ringleitung	
30-kV-Freileitung	0,11	0,02	Störungen/a.km
30-kV-Kabel	0,03	0,005	Störungen/a.km
Trafostation	0,0255	Störungen/a.Trafostation	
Umspannwerk	0,56	Störungen/a.Umspannwerk	

**Tab. 6-4 Durchschnittliche Ausfallzeit  $T_A$**

30-kV-Freileitung	3	h
30-kV-Kabel	12	h

d) Allgemeine wirtschaftliche Angaben:

Im Realen Zinssatz von 4% ist die Teuerungsrate von 2% bereits berücksichtigt (siehe Kapitel 5.2). Der Nominalzinssatz wird daher nicht bei den Berechnungen herangezogen. Für alle Betriebsmittel wird zur Vereinfachung eine Nutzungsdauer von 25 Jahren angenommen. Die laufenden Betriebskosten für jedes Betriebsmittel werden als Prozentanteil der Errichtungskosten berechnet. Wie sich die einzelnen Werte zusammen setzen ist im Kapitel 5.5 genauer beschrieben.

**Tab. 6-5 Allgemeine konstante Parameter**

Realer Zinssatz (Teuerungsrate bereits berücksichtigt)	4,0	%
Nominalzins	6,0	%
Nutzungsdauer	25	Jahre
Betriebskosten "Umspannwerk" (Prozent von den Errichtungskosten)	2,0	%
Betriebskosten "Freileitungen o.Wald" (Prozent von den Errichtungskosten)	5,0	%
Betriebskosten "Freileitungen m.Wald" (Prozent von den Errichtungskosten)	7,0	%
Betriebskosten "Kabel" (Prozent von den Errichtungskosten)	1,5	%
Betriebskosten "Trafostation" (Prozent von den Errichtungskosten)	2,5	%
Jährliche Teuerungsrate $e$	2,0	%

e) Spezifische arbeitsbezogene Ausfallkosten (ungeplante Unterbrechungskosten):

Ungeplante Versorgungsunterbrechungen lösen für die einzelnen Kundengruppen Ausfallkosten aus. Diese Problematik ist im Kapitel 5.8 näher beschrieben. Für die folgenden Berechnungen sind nur die Kosten für ungeplante Versorgungsunterbrechungen relevant.

**Tab. 6-6 Spezifische arbeitsbezogene Ausfallkosten**

Haushalte	0,53	€/kWh
Landwirtschaft	0,53	€/kWh
Gewerbe	6,67	€/kWh
Industrie	6,67	€/kWh

#### 6.4.2 Benutzerboard

Das Benutzerboard ist ein vorgefertigtes Tabellenblatt im Programm zur Variantenbeurteilung, welches zur Dateneingabe dient. Nach erfolgter Dateneingabe in die vorgesehenen Eingabefelder werden ohne weiteren Zwischenschritt automatisch die Errichtungskosten und die Ausfallkosten grafisch in einem Diagramm gegenübergestellt.

a) Kundenanlagen pro Abgang

Mit Hilfe des Geoinformationssystems (GIS) wird die Anzahl der bestehenden Kundenanlagen pro Kundengruppe, welche an den Ortsnetzstationen angeschlossen sind, ermittelt. Als Kundengruppen werden Haushalte, Landwirtschaften, Gewerbebetriebe und Industriebetriebe unterschieden. Die jeweilige Anzahl ist für die Berechnung der Ausfallkosten maßgeblich.

b) Leitungslängen pro Abgang

Die Leitungs- bzw. Kabellängen werden aus dem GIS übernommen. Da es aber keine Unterscheidung zwischen Leitungen auf freiem Gelände und Leitungen im Wald Bereich gibt, werden anhand des hinterlegten Orthofotos die Leitungslängen der Freileitungen mit Waldgebiet extra herausgemessen. Da Leitungen im Waldbereich höhere Betriebskosten durch die regelmäßigen Ausschneidearbeiten auslösen, wird diese Unterscheidung extra berücksichtigt. Im Störfall verursachen Erdkabel längere Ausfallzeiten durch die wesentlich aufwendigere Störungsbehebung.



c) Trafostationen pro Abgang

Auch bei den Trafostationen dient das GIS zur Erhebung der jeweiligen Stationsbauart. Mit einer eindeutig zuordenbaren Stationsnummer ist jede Trafostation im GIS in einer Datenbank mit Errichtungsdatum, Bautyp und vollständigem Namen hinterlegt. Trafostationen sind grundsätzlich als Freileitungs- oder Kabeltrafostationen ausgeführt. Die gängigsten Bautypen sind im Programm für die Beurteilung von Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt. Eine Typenunterscheidung ist notwendig, da jeder Stationstyp unterschiedliche Investitions- und Betriebskosten auslöst.

d) Eingabemaske für die Darstellung der Ausgangssituation

Im Feld "Ausgangssituation A" wird die derzeitige Situation vor einer geplanten Umbaumaßnahme zahlenmäßig dargestellt. Die Spaltensumme ist für die im Programm hinterlegten Berechnungen nicht relevant. Das Programm kann jeweils Berechnungen für ein Umspannwerk mit max. acht Abgängen durchführen. Sollte eine Ringleitung zwischen zwei Abgängen bestehen, so ist dies im dafür vorgesehenen Feld "Ringverbindung" der jeweiligen Abgänge durch die Buchstaben "F" für Freileitungsringleitung bzw. "K" für Kabelringe darzustellen. Eine Umschaltautomatik wird nur in Kombination mit einer Ringverbindung eingesetzt. Sie wird im Umspannwerk zwischen zwei Abgängen eingebaut und bewirkt im Fehlerfall eine automatische Umschaltung auf den jeweils anderen Abgang. Der Buchstabe "U" im Feld "Umschalt-AM" kennzeichnet diese als solche und muss bei beiden Abgängen mit Umschaltautomatik eingetragen werden.

Tab. 6-7 Eingabemaske für Ausgangssituation

Ausgangssituation A	Kunden				Leitungslängen			Ringverbindung	Umschalt-AM	Trafostation			
	Haushalt	Landwirtschaft	Gewerbe	Industrie	Freileitung o. Wsld	Freileitung m. Wsld	Kabel			Freileitung		Kabel	
					km	km	km			MB1	MB2	Febau	UF2742
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	13,6	1,5	2,2			3	6	5	1
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	6,8	0,7	0,0			2	4	2	0
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	12,7	0,7	4,8			4	5	6	6
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	1,1	0,0	0,0			0	0	1	0
<b>Umspannwerk</b>	<b>1290</b>	<b>318</b>	<b>170</b>	<b>2</b>	<b>34,1</b>	<b>2,9</b>	<b>7</b>			<b>9</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>7</b>

e) Bewertung der Ausgangssituation

Die in der folgenden Grafik dargestellten Werte pro Abgang wurden anhand der im Eingabefeld "Ausgangssituation A" eingetragenen Werte berechnet und dienen als Referenzwerte für die zu vergleichenden nachfolgenden Netzausbaumaßnahmen.

Tab. 6-8 Bewertung Ausgangssituation

Ausgangssituation A	Betriebskosten TN	Ausgabewirksame Kosten AwK	Häufigkeit VU HvU	Ausfallzeit Tr.St. TA'	Ausfallkosten AN
	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Störungen pro Abgang	Stunden pro Abgang	Kosten pro Abgang
	EUR	EUR	Störungen/Jahr	Stunden	EUR
Abgang 1 "Reisach"	1.040.787	3.071.977	2,66	3,16	1.499.520
Abgang 2 "Altheim"	527.990	1.543.908	1,60	2,56	592.401
Abgang 3 "Aspach"	1.206.098	3.869.008	2,71	3,76	1.709.725
Abgang 4 "Industrie"	158.035	566.357	0,70	3,00	1.317.675
	0	0	0,00	0,00	0
	0	0	0,00	0,00	0
	0	0	0,00	0,00	0
	0	0	0,00	0,00	0
<b>Umspannwerk</b>					

f) Eingabemaske für die Darstellung der Umbaumaßnahme

Im Feld "Umbaumaßnahmen U" wird die zukünftige Situation nach einer geplanten Umbaumaßnahme dargestellt. Grundsätzlich erfolgt die Dateneingabe gleich wie bereits oben beschrieben.

Soll beispielsweise anstelle einer Freileitung ein Erdkabel verlegt werden, dann muss in der Eingabemaske Umbaumaßnahme U im Feld Leitungslängen unter Punkt Kabel die Kabellänge eingetragen werden. Die Leitungslänge Freileitung, die aufgrund des neuen Kabels wegfällt, muss dann in der Spalte Freileitung abgezogen werden. Es können auch komplett neue Abgänge geplant werden.

6.4.3 *Produktpreise*

Für jedes Betriebsmittel sind fixe Preise im Programm hinterlegt. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Auszug davon. Im Anhang ist der komplette Produktkatalog verfügbar.

Tab. 6-9 Auszug aus dem Produktkatalog

<b>1 Produktkatalog Stand: 01.01.2010 (Schätzkosten)</b>		
<b>1.1 Trafostationen Neubau elektrischer Teil (ohne Trafo)</b>		
<b>1.1.1 Freileitungstrafostation</b>		
Masttrafostation 1-stielig 30 kV elektrisch	9.000	EUR
Masttrafostation 2-stielig 30 kV elektrisch	11.500	EUR
Turmstation FEBAU 30kV elektr. 3 Abzweige	35.500	EUR
<b>1.1.2 Kabeltrafostation</b>		
Kabelstation UF2742 30kV SF6 3 Abgänge	44.000	EUR

Bei den Preisen für Kabel und Freileitungen werden Durchschnittspreise für die Berechnung im Praxiskapitel 7 herangezogen.

#### 6.4.4 Berechnung der Ausgabewirksamen Kosten

Die Ausgabewirksamen Kosten werden für die Ausgangssituation und die Situation nach einer geplanten Umbaumaßnahme berechnet.

##### a) Berechnung der Kosten Umspannwerk 110/30kV:

Im ersten Schritt werden die Kosten, die ein Umspannwerk bei der Errichtung auslöst, berechnet und auf die einzelnen Abgänge aufgeteilt. Diese Kosten pro Abgang setzen sich aus den Errichtungskosten des Gebäudes, dem elektrischen Teil mitsamt der Leittechnik und den Kosten für die 110/30kV Umspanner zusammen.

##### b) Berechnung der Leitungskosten pro Abgang:

Die in der Eingabemaske eingetragenen Leitungslängen werden mit den Preisen pro km Freileitung bzw. Kabel multipliziert. Für jeden Abgang ergibt sich dann die Summe der Errichtungskosten für Leitungsanlagen. Bei der Freileitung wird zwischen "ohne Wald" und "mit Wald" unterschieden, weil bei der Berechnung der Betriebskosten unterschiedliche Sätze verwendet werden.

##### c) Kosten der durchschnittlichen Trafostation:

Für jeden Trafostationstyp werden die durchschnittlichen Errichtungskosten berechnet. Diese setzen sich aus den Kosten für den baulichen Teil, dem elektrischen Teil und dem Transformator zusammen.

d) Berechnung der Trafostationskosten pro Abgang:

Die in der Eingabemaske eingetragene Anzahl der Trafostationen je Abgang ergeben multipliziert mit den Durchschnittskosten je Trafostationsstyp die Summe der Trafostationskosten pro Abgang.

e) Berechnung der Gesamterrichtungskosten pro Abgang:

Aus den Gesamtkosten des Umspannwerkes, den Errichtungskosten für die Leitungsanlagen und die Trafostationskosten ergeben sich die Gesamterrichtungskosten pro Abgang. Zur Vereinfachung wird in diesem Werkzeug für die Variantenbeurteilung angenommen, dass sich die jährliche Teuerung der Mitarbeiter-Stundensätze, mit den sinkenden Preisen für elektrische Betriebsmittel ausgleicht. Erhöhte Stückzahlen, billigere Erzeugungsstandorte und starke Konkurrenz zwischen den Anbietern elektrischer Anlagen führen zwangsläufig zu einer Reduktion der Preise.

f) Berechnung der Betriebskosten pro Abgang:

Die Betriebskosten werden anhand der im Kapitel 5.5 festgelegten Bedingungen berechnet. Durch Addition der Betriebskosten der einzelnen Betriebsmittel pro Abgang ergibt sich die Gesamtsumme der Betriebskosten pro Jahr.

g) Berechnung der Betriebskosten über die Nutzungsdauer:

Für die Berechnung der Betriebskosten über die Nutzungsdauer pro Abgang wird die Summe der Betriebskosten pro Jahr mit einem Abzinsfaktor multipliziert.

h) Berechnung der Ausgabewirksamen Kosten pro Abgang:

Die Ausgabewirksamen Kosten pro Abgang erhält man durch Addieren der Errichtungskosten pro Abgang und der Betriebskosten über die Nutzungsdauer pro Abgang.

#### 6.4.5 Berechnung der Ausfallkosten

a) Berechnung der Häufigkeit einer Versorgungsuntersuchung pro Jahr (Hvu):

Die in der Eingabemaske eingetragenen Betriebsmittel werden mit den durchschnittlichen Werten für die jährliche Anzahl der Störungen

multipliziert. Die Summe dieser Werte ergibt dann die durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen aller Betriebsmittel pro Abgang. Wie schon im Punkt 6.4.1 c) beschrieben, reduziert eine Ringleitung am Abgang bei Freileitungen und Kabeln die durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Jahr " $H_{VU}$ " wesentlich.

b) Berechnung der mittleren Ausfallzeit aller Stationen ( $T_A'$ ):

Die im Punkt 4.4.2 beschriebene mittlere Ausfallzeit aller Stationen  $T_A'$  ist ein Näherungswert und gibt Auskunft über die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aller Stationen am Abgang. Da bei Freileitungen und Kabeln unterschiedliche Ausfallzeiten für die Berechnungen herangezogen werden, wird ein Gewichtungsfaktor gebildet, der aus den Leitungslängen berechnet wird.

c) Berechnung der Durchschnittlichen Ausfalleistung ( $P_A$ ):

Die durchschnittliche Ausfalleistung " $P_A$ " ergibt sich durch Multiplizieren der Anzahl der einzelnen Kundengruppen aus der Eingabemaske mit den angenommenen Durchschnittsleistungen für die einzelnen Kundengruppen.

d) Berechnung der Ausfallkosten pro Jahr ( $A_K$ ):

Die Ausfallkosten pro Jahr sind ein Produkt aus durchschnittlicher Ausfalleistung  $P_A$ , Häufigkeit der Versorgungsunterbrechung  $H_{VU}$ , mittlerer Ausfallzeit aller Stationen und spezifische Arbeitsbezogene Ausfallkosten. Im Punkt 5.8.3 werden sie näher erläutert.

e) Berechnung der Ausfallkosten über die Nutzungsdauer ( $A_N$ ):

Für die Berechnung der Ausfallkosten über die Nutzungsdauer pro Abgang wird die Summe der Ausfallkosten pro Jahr mit einem Abzinsfaktor multipliziert.

f) Berechnung der Ausfallkosten-Differenz über die Nutzungsdauer:

Die Ausfallkosten Differenz ergibt sich durch Subtrahieren der Ausfallkosten von der Umbaumaßnahme (Ausgangssituation) und der entstandenen Ausfallkosten nach der Umbaumaßnahme.

## **7 Untersuchung an einem praktischen Beispiel**

### **7.1 Definition und Beschreibung**

Um die Funktion und Verwendung des im Zuge dieser Diplomarbeit entwickelten Werkzeugs für die Beurteilung verschiedener Netzausbauvarianten besser veranschaulichen zu können, werden anhand des bestehenden Mittelspannungsversorgungsnetzes des 110/30kV Umspannwerks Rossbach verschiedene Netzausbaumaßnahmen in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit verglichen. Gegenübergestellt wird jeweils die IST-Situation mit einer geplanten Netzausbaumaßnahme unter Betrachtung der anfallenden Betriebskosten über die Nutzungsdauer, der Ausgabewirksamen Kosten, der Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen, der Ausfallzeiten der Trafostationen und der verursachten Ausfallkosten über die Nutzungsdauer pro Umspannwerks-Abgang.

### **7.2 Ausgangssituation vor einer geplanten Umbaumaßnahme**

Das Umspannwerk Rossbach befindet sich in der Gemeinde Rossbach westlich der Bezirkshauptstadt Ried im Innkreis. Das Umspannwerk wird über die bestehende 110-kV-Hochspannungsleitung UW-Ried bis UW-Mattighofen versorgt und besitzt vier Mittelspannungsabgänge. Die Abgänge 1-3 versorgen die Ortsnetzstationen rund um Rossbach mit elektrischer Energie. Der Abgang 4 ist ausschließlich ein Industrie-Abgang. Das südlich des Umspannwerks gelegene Schotterwerk wird über diesen versorgt. Die Mittelspannungsversorgungsleitungen der vier UW-Abgänge sind derzeit als Stichleitungen ausgeführt. Das bedeutet, dass im Fehlerfall der betroffene Leitungsabgang durch den Leistungsschalter im Umspannwerk vollständig abgeschaltet wird. Alle Trafostationen am Abgang sind dann stromlos. Im Störfall beginnt der verantwortliche Netztechniker sofort mit der Fehlersuche vor Ort. Nach dem Öffnen der am nächsten am Fehlerort gelegenen Trennstelle kann der Leistungsschalter im Umspannwerk wieder geschlossen werden. Ein Teil der Trafostationen ist somit wieder versorgt. Diese Zeitdauer wird als manuelle Umschaltdauer  $T_{UM}$  bezeichnet. Der vollständige Abgang kann erst nach Abschluss der Reparaturarbeiten am fehlerbehafteten Abschnitt wieder versorgt

werden. Es ergeben sich für die einzelnen Trafostationen somit verschiedene Ausfallzeiten, je nach Lage des Fehlerorts. Eine wesentliche Verringerung der Ausfallzeit ist nur durch Einsatz einer Umschaltautomatik im Umspannwerk bei einer bestehenden Ringleitung möglich.

Die Freileitungs- und Kabelabschnitte sind im Übersichtsplan unterschiedlich gekennzeichnet.

 Freileitungsabschnitte       Kabelabschnitte

Im Übersichtsplan wird zwischen Ortsnetztrafostationen und Industrietrafostationen unterschieden.

 Ortsnetztrafostation       Industrietrafostation







## 7.3 Doppelleitung Abgang 4 “Industrie“

### 7.3.1 Beschreibung der Umbaumaßnahme 1

Es wird geprüft, ob eine Zweitanspeisung der Industrierafostation am UW-Abgang 4 wirtschaftlich sinnvoll ist. Die Kosten eines zusätzlichen Abgangs im Umspannwerk und die Errichtungskosten der zweiten Einfachleitung sowie die zusätzlich jährlich anfallenden Betriebskosten stehen einer wesentlichen Reduzierung der Ausfallhäufigkeit und daher der Ausfallkosten durch das Parallelsystem gegenüber.

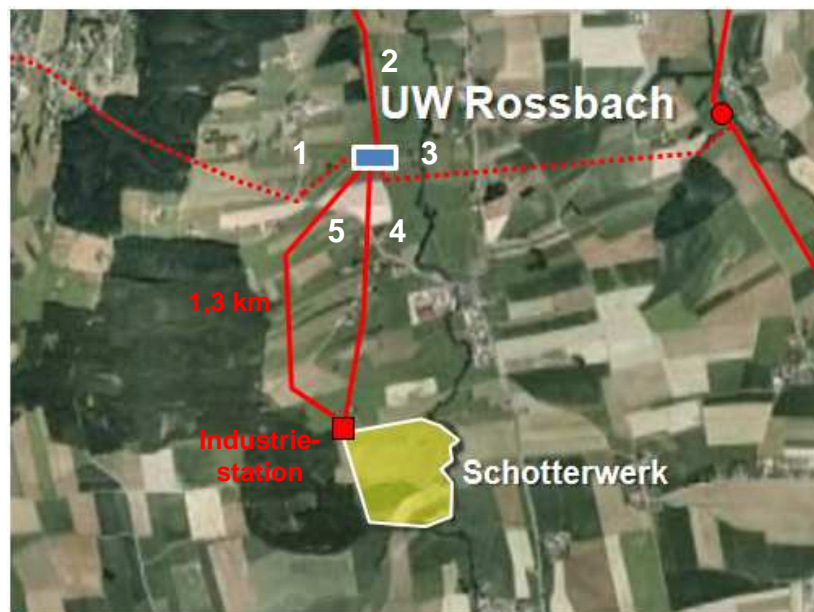


Abb. 7-2 Planausschnitt Versorgung Schotterwerk

Eine Versorgungsunterbrechung des Industriekunden entsteht, wenn durch einen Fehler beide Leitungen abgeschaltet werden. Dies ist durch eine getrennte Trassenführung beinahe auszuschließen. Doppelleitungen werden nur bei Kunden mit hohen Leistungen und hohem Anspruch auf Versorgungszuverlässigkeit errichtet.

In der Eingabemaske “Umbaumaßnahme“ wird die Netzsituation nach einer Errichtung des UW-Abgang “Industrie 2“ und einer zweiten 1,3km langen Einfachleitung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit der Industrierafostation dargestellt. Die zweite Einfachleitung erfüllt die Funktion einer Ringverbindung.

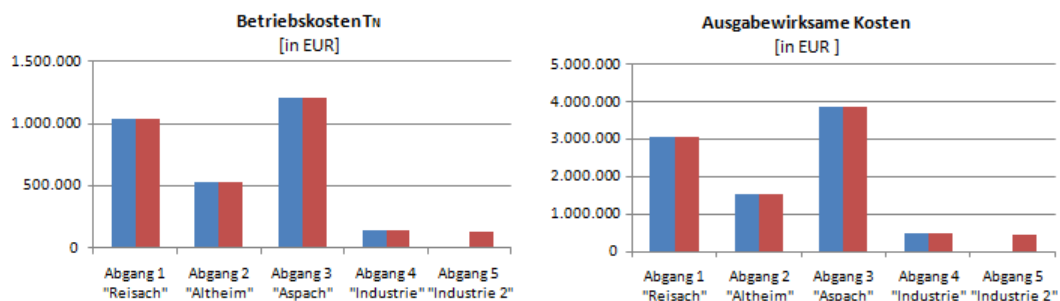
Tab. 7-1 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 1

Umbaumaßnahme U	Kunden				Leitungslängen			Ring ver bind ung	Um sch alt AM	Trafostation			
	Haushalt	Landwirtschaft	Gewerbe	Industrie	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel			Freileitung		Kabel	
					km	km	km			MB1	MB2	Febru	UF2742
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	13,6	1,5	2,2			3	6	5	1
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	6,8	0,7	0,0			2	4	2	0
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	12,7	0,7	4,8			4	5	6	6
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	1,1	0,0	0,0	F		0	0	1	0
Abgang 5 "Industrie 2"					1,3			F					
Umspannwerk	1290	318	170	2	35,5	2,9	7			9	15	14	7

### 7.3.2 Bewertung der Umbaumaßnahme 1

Die geplante Umbaumaßnahme löst gegenüber der Ausgangssituation durch den zusätzlichen UW-Abgang 5 und die zweite Einfachleitung einen Anstieg der Betriebskosten über die Nutzungsdauer und der daraus resultierenden Ausgabewirksamen Kosten, bei denen auch die Investitionskosten berücksichtigt sind, aus.

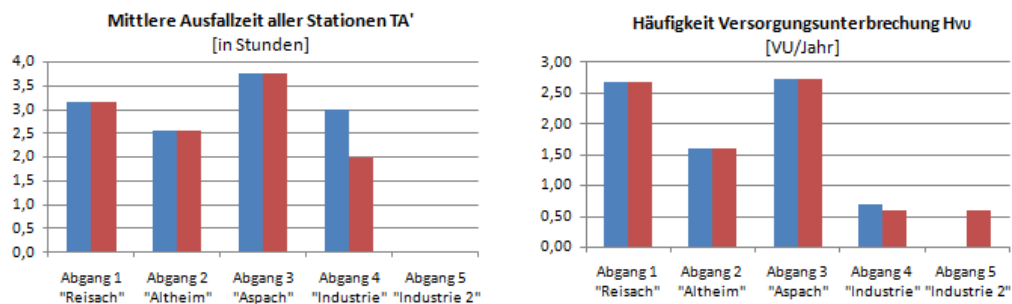
Abb. 7-3 Umbaumaßnahme 1 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten



Tritt ein Störfall am Abgang 4 "Industrie" auf, wird durch den Leistungsschalter im Umspannwerk der Abgang 4 unterbrochen. Die restlichen Abgänge bleiben in Betrieb. Der Netztechniker vor Ort leitet durch manuelle Umschaltungen in der Industriestation eine Ersatzversorgung über den Abgang 5 "Industrie 2" ein. Im Umspannwerk wird der Leistungsschalter wieder geschlossen. Die Industriestation ist nun über den Abgang 5 ersatzversorgt. Diese Ersatzversorgung nimmt in der Regel die manuellen Umschaltdauer  $T_{UM}$  von 2 Stunden in Anspruch. Nach Behebung der Störung am Abgang 4 wird der ursprüngliche Schaltzustand wieder hergestellt. Durch die Doppelleitung wird die Störungshäufigkeit der Versorgungsleitung erheblich herabgesetzt. Die

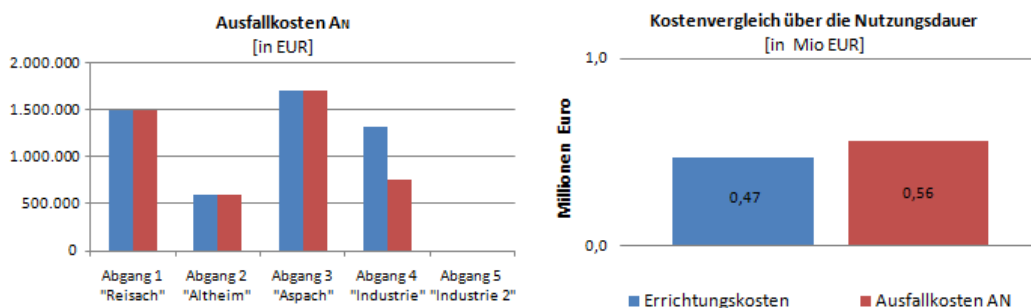
Ausfallzeit des Systems setzt sich daher im Wesentlichen aus der Ausfallzeit der Industriestation und des UW-Abgangs zusammen. Diese Reduktion der Häufigkeit der Versorgungsunterbrechung pro Jahr wirkt sich hier nicht wesentlich aus, weil die Versorgungsleitungen zu Industriestation mit 1,1km bzw. 1,3km relativ kurz sind.

**Abb. 7-4 Umbaumaßnahme 1 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen**



Durch die Anspeisung der Industriestation über eine zweite Einfachleitung können die Ausfallkosten der Industriebetriebe über die Nutzungsdauer am Abgang 4 deutlich reduziert werden. Im Kostenvergleich über die Nutzungsdauer bedeutet dies, dass durch diese 0,47 Mio. Euro Investition eine Einsparung der Ausfallkosten von 0,56 Mio. Euro bewirkt werden kann.

**Abb. 7-5 Umbaumaßnahme 1 – Ausfallkosten und Kostenvergleich**



## 7.4 Doppelleitung Abgang 4 "Industrie" (Umschaltautomatik)

### 7.4.1 Beschreibung der Umbaumaßnahme 2

Diese Umbaumaßnahme beinhaltet wie die voran gegangene Variante eine Doppelleitung als Anspeisung. Anstelle einer manuellen Umschaltung des

Netztechnikern vor Ort wird eine Umschaltautomatik in der Industrierafostation installiert. Diese reduziert die Umschaltdauer im Störfall von 2 Stunden auf 5 Minuten. Die Trafostation kann nach dieser automatischen Umschaltdauer  $T_{UMA}$  wieder versorgt werden.

In der Eingabemaske sind dieselben Daten wie bei der vorangegangenen Umbaumaßnahme enthalten. Es wird lediglich in der Spalte "Umschalt-AM" der Buchstabe U für Umschaltautomatik eingetragen.

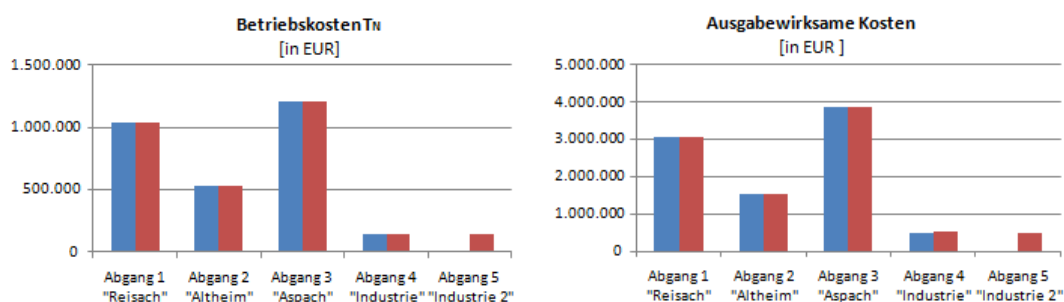
**Tab. 7-2 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 2**

Umbaumaßnahme U	Kunden				Leitungslängen			Ring ver bind ung	Um sch alt AM	Trafostation			
	Haushalt	Landwirtschaft	Gewerbe	Industrie	Freileitung o. W/d	Freileitung n. W/d	Kabel			Freileitung		Kabel	
					km	km	km			MB1	MB2	Febau	UF2742
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	13,6	1,5	2,2			3	6	5	1
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	6,8	0,7	0,0			2	4	2	0
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	12,7	0,7	4,8			4	5	6	6
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	1,1	0,0	0,0	F	U	0	0	1	0
Abgang 5 "Industrie 2"					1,3			F	U				
<b>Umspannwerk</b>	<b>1290</b>	<b>318</b>	<b>170</b>	<b>2</b>	<b>35,5</b>	<b>2,9</b>	<b>7</b>			<b>9</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>7</b>

#### 7.4.2 Bewertung der Umbaumaßnahme 2

Am Abgang 4 erhöhen sich die Ausgabewirksamen Kosten durch die Errichtung der Umschaltautomatik geringfügig. Die Steigerung am Abgang 5 setzt sich wieder aus den Kosten für die zusätzliche Einfachleitung und die Umschaltautomatik zusammen.

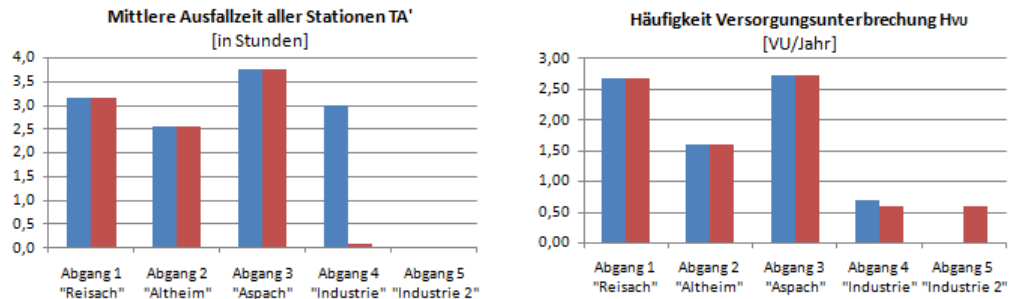
**Abb. 7-6 Umbaumaßnahme 2 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten**



Die Mittlere Ausfallzeit kann durch Einbau einer Umschaltautomatik am Industrie-Abgang erheblich reduziert werden. Am Abgang 5, welcher die Ersatzversorgung darstellt, wurde keine Mittlere Ausfallzeit berechnet, weil die Industriestation im Normalschaltzustand über den Abgang 4 versorgt wird. Die

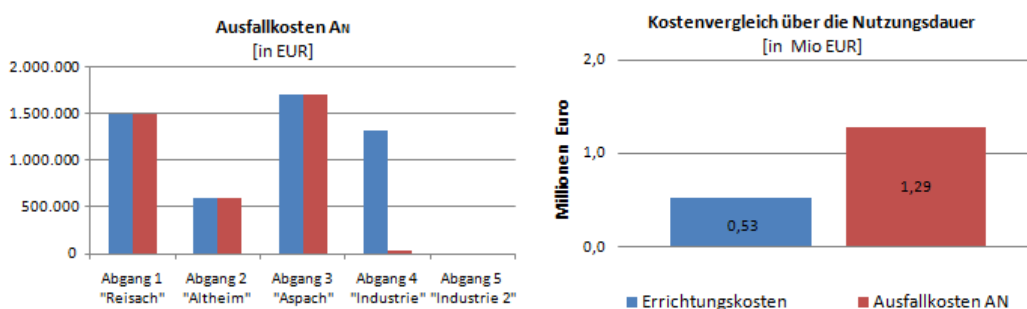
Anzahl der Versorgungsunterbrechungen werden durch den Einbau der Umschaltautomatik nicht beeinflusst. Es kommt zu keiner Änderung der Ausfallhäufigkeit gegenüber der Doppelleitung ohne Umschaltautomatik.

**Abb. 7-7 Umbaumaßnahme 2 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen**



Die starke Verkürzung der Ausfallzeit durch die Umschaltautomatik der Industriestation am Abgang 4 bewirkt eine starke Reduzierung der Ausfallkosten. Gegenüber der im Punkt 7.3 beschriebenen Umbaumaßnahme besteht ein deutlich höheres Einsparungspotential an Ausfallkosten. Durch die Errichtung einer zweiten Einfachleitung und den Einbau einer Umschaltautomatik in die Industriestation entstehen Errichtungskosten von ca. 530.000 Euro. Dem gegenüber steht nun aber eine Einsparung der Ausfallkosten von ca. 1,29 Mio. Euro. Somit ist diese Variante deutlich wirtschaftlicher als die Vorangegangene.

**Abb. 7-8 Umbaumaßnahme 2 - Ausfallkosten und Kostenvergleich**



## 7.5 Verkabelung Abgang 4 "Industrie"

### 7.5.1 Beschreibung der Umbaumaßnahme 3

Es wird geprüft ob eine Verkabelung des Abganges 4 "Industrie" anstelle der bestehenden Freileitung wirtschaftlich sinnvoll ist. Laut Störungsstatistik ist die

Ausfallhäufigkeit eines Mittelspannungserdkabels gegenüber einer Freileitung wesentlich geringer. Im Störfall tritt jedoch wegen der aufwendigen Fehlersuche eine wesentlich längere Ausfallzeit auf. Längere Ausfallzeiten einer Industriestation führen wiederum zu hohen Ausfallkosten.

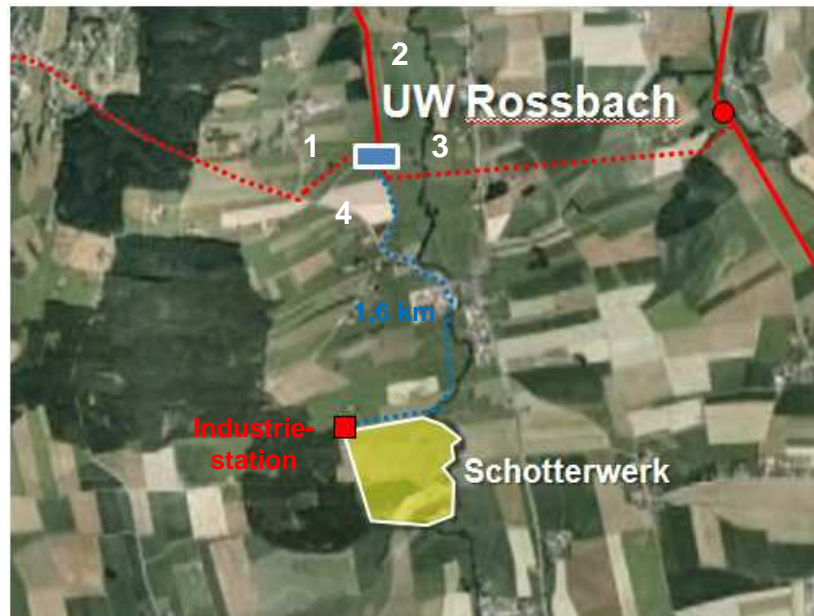


Abb. 7-9 Planausschnitt Verkabelung Schotterwerk

Das geplante Versorgungskabel hat eine ungefähre Länge von 1,6km und verläuft größtenteils im Straßenbankett der Gemeindestrasse Rossbach. In der Eingabemaske der Umbaumaßnahme wird am Abgang 4 "Industrie" das geplante Mittelspannungserdkabel eingetragen.

Tab. 7-3 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 3

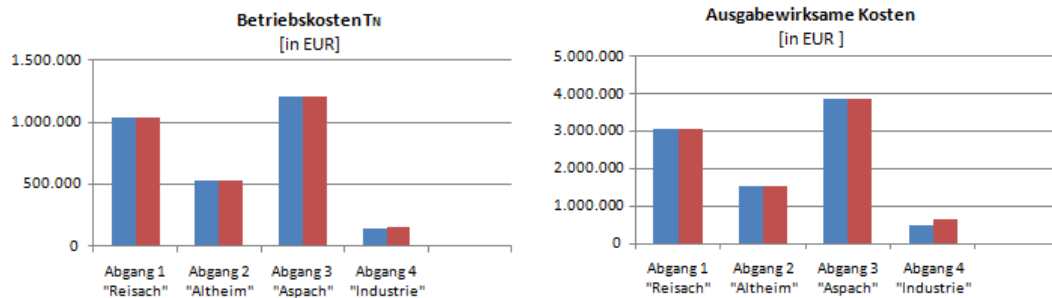
Umbaumaßnahme U	Kunden				Leitungslängen			Ring ver bind ung	Um sch alt AM	Trafostation			
	Haushalt	Landwirtschaft	Gewerbe	Industrie	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel			Freileitung			
					km	km	km			MB1	MB2	Febau	UF2742
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	13,6	1,5	2,2			3	6	5	1
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	6,8	0,7	0,0			2	4	2	0
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	12,7	0,7	4,8			4	5	6	6
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	0,0	0,0	1,6			0	0	1	0
Umspannwerk	1290	318	170	2	33.1	2.9	9			9	15	14	7

### 7.5.2 Bewertung der Umbaumaßnahme 3

Ein Mittelspannungserdkabel ist im Vergleich zur Freileitung bei seiner Errichtung wesentlich teurer. Obwohl die Betriebskosten eines Erdkabels

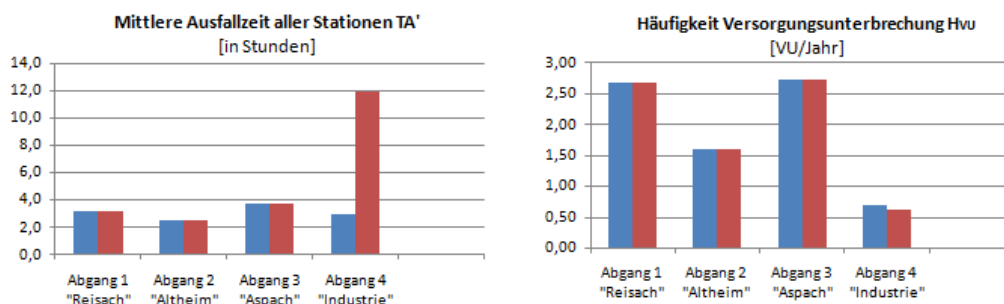
wesentlich geringer sind als bei einer Freileitung, steigen am Abgang 4 durch eine höhere Trassenlänge die Kosten für den Betrieb über die Nutzungsdauer an. Die Ausgabewirksamen Kosten, welche sich aus den Betriebskosten über die Nutzungsdauer und den Investitionskosten für die Kabelvariante zusammensetzen, steigen und sind um ca. 100.000 Euro höher im Vergleich zur Ausgangssituation.

**Abb. 7-10 Umbaumaßnahme 3 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten**



Wie bereits erwähnt, verursachen Mittelspannungserdkabel im Störfall längere Ausfallzeiten. Mit einem Kabelmesswagen wird die Fehlerstelle durch hohe Stromstöße geortet. Nach Freilegung des beschädigten Erdkabels wird das schadhafte Kabel durch ein neues Kabelteilstück ersetzt. Die Verbindung erfolgt mittels zweier Kabelmuffen. Die durchschnittliche Reparaturzeit beträgt mit 12 Stunden rund 4-mal so lange wie bei einem Freileitungsschaden. Durch die geringe Störungshäufigkeit bei Kabel im Vergleich zur Freileitung kommt es zu einer Reduktion der Versorgungsunterbrechungen am Abgang 4 "Industrie" durch diese Maßnahme.

**Abb. 7-11 Umbaumaßnahme 3 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen**

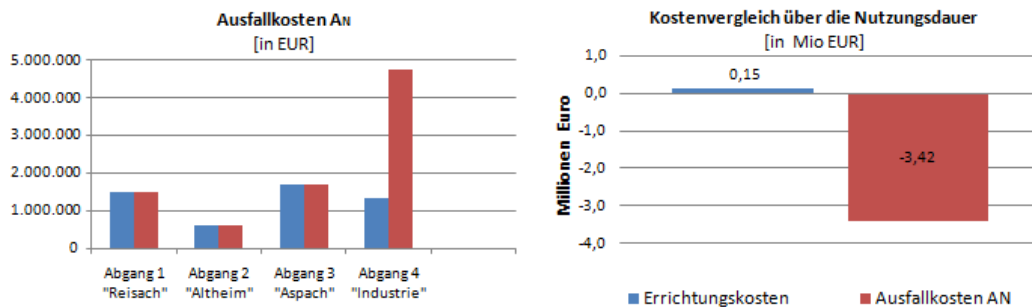


Die Anzahl der Versorgungsunterbrechungen sind durch diese Umbaumaßnahme zwar geringer geworden, die wesentlich höhere Mittlere Ausfallzeit am Abgang 4 löst jedoch eine deutliche Zunahme der Ausfallkosten am



Industrie Abgang aus. Die Ausfallkosten bei den anderen Abgängen bleiben gleich. Die längere Ausfalldauer des Kabels und die daraus resultierenden Ausfallkosten erhöhen sich gegenüber der ursprünglichen Ausgangssituation um ca. 3,4 Mio. Euro über die Nutzungsdauer. Bei Realisierung dieser Umbaumaßnahme würde ein wirtschaftlicher Gesamtschaden von ca. 3,6 Mio. Euro ausgelöst werden, daher ist von dieser Variante abzuraten.

**Abb. 7-12 Umbaumaßnahme 3 - Ausfallkosten und Kostenvergleich**



## 7.6 Ringleitung Abgang "Aspach" mit "Industrie" (Abgang 3 + 4)

### 7.6.1 Beschreibung der Umbaumaßnahme 4

Unter einer Ringverbindung versteht man eine zweiseitige Anspeisung einer oder mehrerer Trafostationen. Die Ringverbindung ist im normalen Betrieb auf einer Seite geöffnet, weil gefährliche Rückspannungen entstehen können. Fällt im Störfall die Zuleitung zur Industriestation aus, kann nach einer manuellen Umschaltdauer  $T_{UM}$  relativ rasch eine Ersatzversorgung aufgebaut werden.



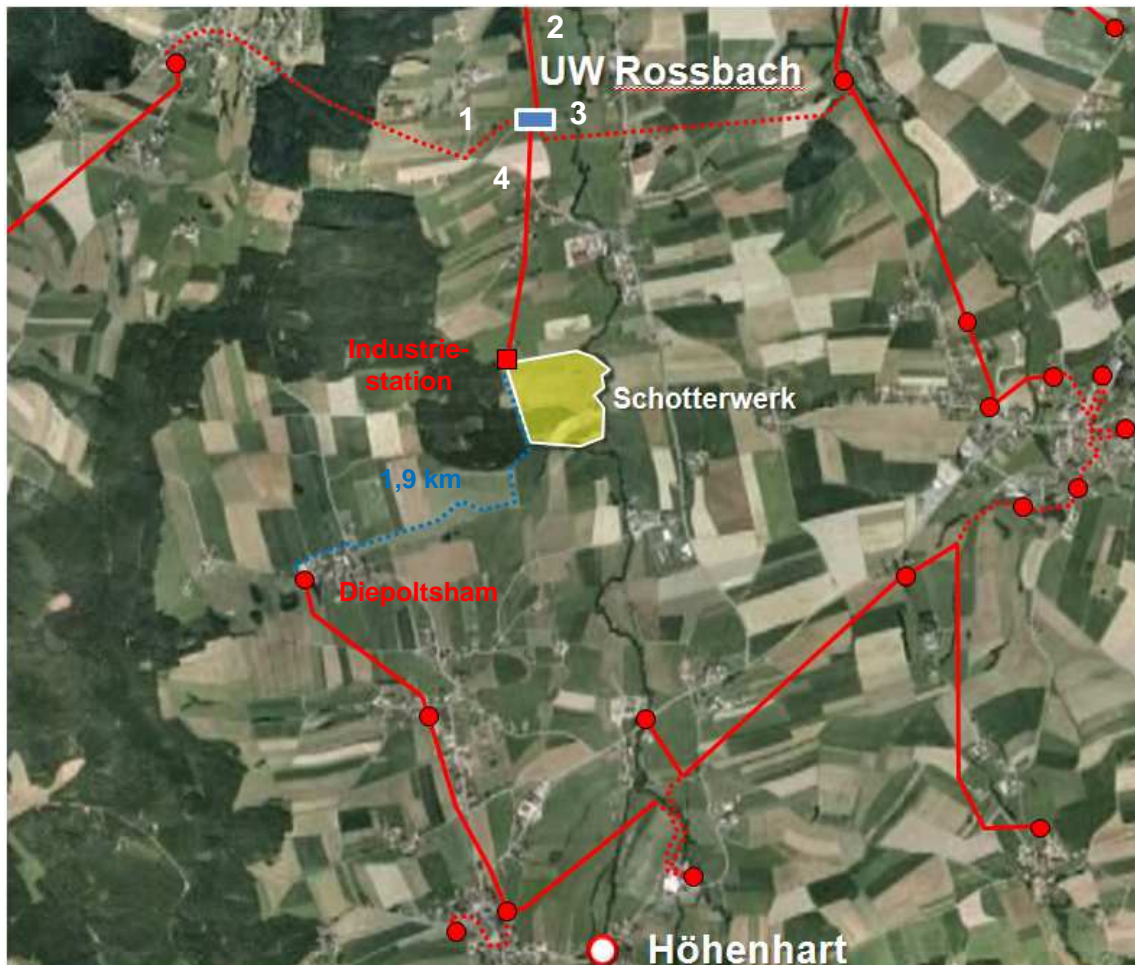


Abb. 7-13 Planausschnitt Ringverbindung Abgang 3+4

Im konkreten Fall soll diese Ringverbindung über ein ca. 1,9km langes Mittelspannungserdkabel, ausgehend von der Industriestation Rossbach Schotterwerk am Abgang 4 Richtung bestehender Ortsnetztrafostation Diepoltsham am Abgang 3 "Aspach" hergestellt werden.

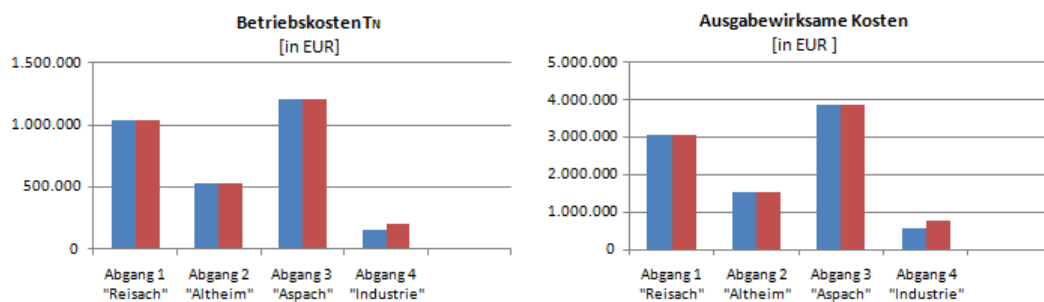
Tab. 7-4 Eingabemaske der Umbaumaßnahme 4

Umbaumaßnahme U	Kunden				Leitungslängen			Ring ver bind ung	Um sch alt AM	Trafostation			
					Freileitung o. W'ald	Freileitung m. W'ald	Kabel			Freileitung			Kabel
	Haushalt	Landwirtschaft	Gewerbe	Industrie	km	km	km			MB1	MB2	Febau	UF2742
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	13,6	1,5	2,2			3	6	5	1
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	6,8	0,7	0,0			2	4	2	0
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	12,7	0,7	4,8	K		4	5	6	6
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	1,1	0,0	1,9	K		0	0	1	0
Umspannwerk	1290	318	170	2	34.2	2.9	9			9	15	14	7

### 7.6.2 Bewertung der Umbaumaßnahme 4

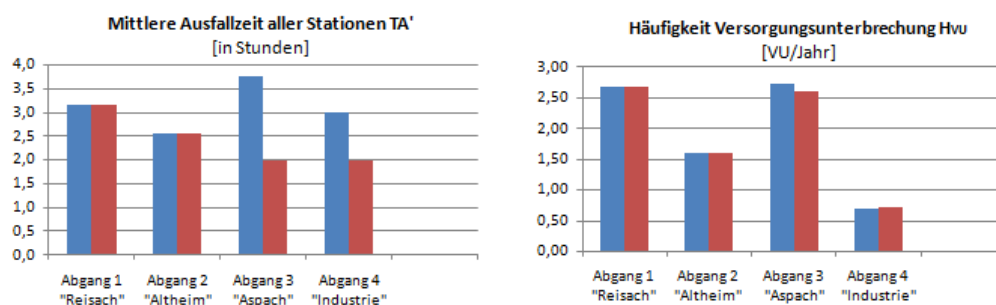
Die Betriebskosten über die Nutzungsdauer und die Ausgabewirksamen Kosten steigen durch das zusätzliche 1,9km lange Mittelspannungserdkabel am Abgang 4 "Industrie" leicht an. Da diese Ringleitung in erster Linie für die Ersatzversorgung der Industriestation geplant wird, belasten diese Aufwendungen kostenmäßig nur den Industrie Abgang.

**Abb. 7-14 Umbaumaßnahme 4 - Betriebskosten und Ausgabewirksame Kosten**



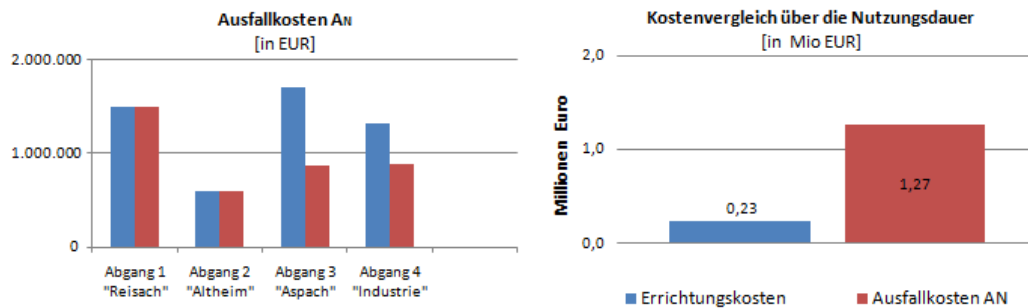
Bei der Ringverbindung zwischen Abgang 3 und 4 wird unter der mittleren Ausfallzeit im Wesentlichen die manuelle Umschaltdauer  $T_{UM}$  des Netztechnikers vor Ort von 2h verstanden. Nach Herausschalten des störungsbehafteten Abschnitts können alle Stationen über den Ring wieder versorgt werden. Der große Vorteil bei der Ringbildung besteht in der Verkürzung der Unterbrechungsdauer, von dieser Maßnahme profitieren alle Stationen entlang des Ringschlusses. Nach der Umschaltung kann der fehlerhafte Abschnitt ohne Unterbrechung für die Kunden repariert werden. Die Ausfallshäufigkeit bei der Ringbildung erhöht sich im Vergleich zur Einfachleitung nur geringfügig, da zur Ringbildung zusätzliche Leitungen verlegt werden müssen.

**Abb. 7-15 Umbaumaßnahme 4 - Ausfallzeit und Versorgungsunterbrechungen**



Durch die Ringverbindung profitieren die beiden UW-Abgänge 3 und 4. Die reduzierten Ausfallzeiten bewirken auch eine Reduktion der Ausfallkosten über die Nutzungsdauer. Durch die zusätzliche Ringverbindung, die Errichtungskosten von ca. 230.000 Euro auslöst, lassen sich langfristig über die Nutzungsdauer Ausfallkosten bei den Kunden von 1,27 Mio. Euro einsparen. Wirtschaftlich betrachtet lässt sich durch diese Umbaumaßnahme eine Einsparung von 1,04 Mio. Euro erzielen.

**Abb. 7-16 Umbaumaßnahme 4 - Ausfallkosten und Kostenvergleich**



## **8 Zusammenfassung und Ausblick**

### **8.1 Ergebnisse**

Ein Ingenieur steht vor der schwierigen Aufgabe, unter Beachtung aller Beurteilungskriterien, die technisch-wirtschaftlich optimale Lösung zu ermitteln. Das Ziel ein Werkzeug zu entwickeln, welches eine Hilfestellung bei der Beurteilung von Mittelspannungsnetzausbaumaßnahmen in Hinblick auf Versorgungszuverlässigkeit bietet, konnte im Zuge dieser Diplomarbeit erfolgreich umgesetzt werden. Die Tatsache, dass jede Ausfall-Kilowattstunde sowohl dem Netzbetreiber als auch den Stromkunden Kosten verursacht, war Ausgangsbasis für alle getroffenen Annahmen.

Bevor ich mit der Anwendung des Programms an praktischen Beispielen begann, war ich der festen Überzeugung, dass eine Verkabelung einer Mittelspannungsfreileitung in jedem Fall langfristig die wirtschaftlichste Lösung sei. Bei genauerer Betrachtung einzelner Beispiele konnte ich durch Anwendung des Werkzeugs für die Variantenbeurteilung jedoch feststellen, dass die Errichtung von Ringverbindungen, doppelte Zuleitungen zu Industriestationen und der Einbau von Umschaltautomaten weitaus mehr wirtschaftlichen Nutzen für die Netzbetreiber stiften könnte. Diese Aussage stützt sich auf die Annahme, dass in Österreich Strafzahlungen für nicht gelieferte Energie von den Netzbetreibern zu tätigen sind. Dieses Norwegische Modell ist jedoch derzeit noch nicht umgesetzt, daher kann diese Betrachtung nur als zusätzliche Entscheidungshilfe für einen langfristig sinnvollen Netzausbau dienen.

### **8.2 Konsequenzen**

Um die vom Regulator geforderte Netzkostensenkung der Netzbetreiber von 20 Prozent erreichen zu können, sind langfristige Einsparungen durch einen qualitätsorientierten Mittelspannungsnetzausbau ein wesentlicher Schritt, um zukünftig Kosten zu sparen. Neben einer Reduktion der Ausfallkosten können auch die laufenden Betriebskosten nachhaltig minimiert werden. Das Werkzeug für die Variantenbeurteilung bietet für das Unternehmen eine transparente

Grundlage für Investitionsentscheidungen. Durch Erstellung von Prioritätenlisten können Umbaumaßnahmen im kompletten Versorgungsnetz je nach Wirtschaftlichkeit gereiht und abgearbeitet werden. Nicht nur die zentrale Netzplanungsabteilung sondern auch die regionalen Außenstellen können jetzt Überlegungen bezüglich Netzoptimierung anstellen.

Die Einführung neuer Softwaresysteme, Programme und Werkzeuge sollen die Mitarbeiter bei der Bewältigung der täglichen Arbeitsaufgaben unterstützen. Problemstellungen können so schneller und gezielter gelöst werden. Eine Schulung des Personals ist Voraussetzung, damit neue Programme richtig und effizient eingesetzt werden können. Die Kehrseite eines solchen technischen Fortschritts sind mögliche Personalreduktionsmaßnahmen der Netzbetreiber, um die laufenden Kosten möglichst gering zu halten. Jede Verbesserung im Arbeitsablauf wird bereits in Einsparung an Mitarbeiterarbeitszeit berechnet. In den letzten Jahren hat sich daher der Personalstand in der Energie AG OÖ im Sektor Energie fast halbiert. Auch die Verbesserung der Mittelspannungsnetze hat Auswirkungen auf den Unternehmenspersonalstand, weniger Störungseinsätze bedeutet langfristig auch weniger Montagepersonal für eine eventuelle Störungsbehebung.

Der Stromkunde profitiert durch Verbesserung der Versorgungssicherheit. Neben einer Reduktion der Ausfallzeit kann auch die Anzahl der Ausfälle minimiert werden. Auch die geplante Senkung der Netzentgelte wirkt sich positiv durch eine geringere Stromrechnung für den Kunden aus.

### **8.3 Ausblick**

Eine zu starke Reduktion der Netzentgelte birgt die Gefahr, dass die derzeit vorherrschende Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität der Stromnetze nicht eingehalten werden kann. Im europäischen Vergleich befindet sich Österreich in Bezug auf die durchschnittliche Ausfallzeit noch immer im Spitzenfeld. Ob diese Position gehalten werden kann, werden die nächsten Jahre zeigen. Unumstritten ist die steigende Sensibilität der Produktionsfirmen in Bezug auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen. Sollten diese durch Verringerung der Investitionen in Versorgungsnetz in den nächsten Jahren

rasant ansteigen, besteht die Gefahr, dass viele Unternehmen ihre Standortwahl überdenken und ihre Produktionen ins Ausland verlagern, um so auch von den geringeren Lohnkosten zu profitieren. Für den Wirtschaftsraum Oberösterreich wäre dies ein Rückschritt.

Ob das Werkzeug für die Variantenbeurteilung letztlich in der Energie AG Netz GmbH eingesetzt werden kann, muss noch geprüft werden. Es wird sicher auch davon abhängen, ob das Norwegische Modell in nächster Zeit in Österreich per Verordnung umgesetzt wird.

## **IV Literaturverzeichnis**

### **Bücher**

Altmann, J.: Volkswirtschaftslehre – Einführende Theorie in praktischen Bezügen. – 7.Aufl. – Reutlingen: Lucius & Lucius Verlag, 2009

Brecht, U.: BWL für Führungskräfte. – 1.Aufl. – Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler/GWV Fachverlage GmbH, 2005

Brugger, R.: Der IT-Business Case - Kosten erfassen und analysieren - Nutzen erkennen und quantifizieren - Wirtschaftlichkeit nachweisen und realisieren. - 2.Aufl. – Berlin: Springer Verlag, 2009

Heuck, K.: Dettmann, K.D.: Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. – 7.Aufl. – Hamburg: Vieweg + Teubner Verlag, 2007

Keller, H.: Was Trainer können sollten. – 1.Aufl. – Offenbach: GABAL Verlag GmbH, 2005

Kreul, H.: Ziebarth, H.: Mathematik leicht gemacht. – 7.Aufl. – Frankfurt am Main: Verlag Harri Deutsch, 2009

Mensch, G.: Investition. – 1.Aufl. – München: Oldenburg Verlag, 2002

Notger, K.: Fiedler, R.: Jorasz, W.: BWL kompakt und verständlich. - 3.Aufl. – Braunschweig: Vieweg + Teubner Verlag, 2008

Schierenbeck, H.: Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre. – 16.Aufl. – Basel: Oldenburg Verlag, 2003

Schneider, E.: Wirtschaftlichkeitsrechnung – Theorie der Investition. - 8.Aufl. – Zürich: Polygrafischer Verlag A.G., 1973

### **Internetquellen**

Arbeitshilfen Abwasser: Kostenvergleich und Wirtschaftlichkeitsuntersuchung. URL: <[http://www.arbeitshilfen-abwasser.de/html/kapitel/A8-7\\_Kostenvergleich.html](http://www.arbeitshilfen-abwasser.de/html/kapitel/A8-7_Kostenvergleich.html)>, verfügbar am 12.12.2009

E-Control Homepage: Ausfallkosten. URL: <[http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP16\\_20051212.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP16_20051212.pdf)>, verfügbar am 19.12.2009

Energie Steiermark: Umspannwerke. URL: <<http://www.stromnetzsteiermark.at/03/umspannwerke.htm>>, verfügbar am 19.02.2010

Exaa: Netzebene. URL: <<http://www.exaa.at/service/information/glossar/list/n/NE.html>>, verfügbar am 05.03.2010

Finanztip.de: Die Kapitalwertmethode (Barwertmethode).  
URL: <<http://www.finanztip.de/fm/investitionsrechnung-04.htm>>, verfügbar am 14.12.2009

Förderland: Abzinsung. URL: <<http://www.foerderland.de/807+M50a806a3f9b.0.html>>, verfügbar am 16.12.2009

MiMi.hu: Realzins. URL: <<http://de.mimi.hu/borse/realzins.html>>, verfügbar am 18.12.2009

Gabler Wirtschaftslexikon: Stillstandskosten. URL: <<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/stillstandskosten.html?referenceKeywordName=Ausfallkosten>>, verfügbar am 18.12.2009

Handelsakademie.at: Investitionskosten & Finanzierung. URL: <[http://www.handelsakademie.at/material/BW/Bw4/investition\\_finanzierung\\_sigl.pdf](http://www.handelsakademie.at/material/BW/Bw4/investition_finanzierung_sigl.pdf)>, verfügbar am 18.12.2009

Jagnow, K.: Horschler, S.: Wolff, D.: Dynamische Verfahren. URL: <[http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/dynamische\\_verfahren.pdf](http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/dynamische_verfahren.pdf)>, verfügbar am 14.12.2009

Jorns, B.: Weltweiter Energieverbrauch. URL: <[http://www.happy-working.ch/Energieverbrauch\\_weltweit.pdf](http://www.happy-working.ch/Energieverbrauch_weltweit.pdf)>, verfügbar am 05.03.2010

Wikipedia: Kapitalkosten. URL: <<http://de.wikipedia.org/wiki/Kapitalkosten>>, verfügbar am 18.01.2010

Wikipedia: Stromnetz. URL: <<http://de.wikipedia.org/wiki/Stromnetz#Spannungsebenen>>, verfügbar am 26.01.2010

Wiki Projektunterricht: Diskontieren. URL: <<http://www.vsbadvoeslau.ac.at/index.php/service/begriffsklaerung/wikiprojektunterricht?view=mediawiki&article=Diskontieren>>, verfügbar am 10.03.2010

Wirtschaftslexikon24.net: Wirtschaftlichkeitsrechnung. URL: <<http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/wirtschaftlichkeitsrechnung/wirtschaftlichkeitsrechnung.htm>>, verfügbar am 05.03.2010

Wöß, E.: Liberalisierung am Strommarkt. URL: <<http://gw.eduhi.at/thema/energie/liberal/liberal.htm>>, verfügbar am 25.01.2010

## **Diplomarbeiten**

Kern, A.: Ökonomische Analyse der geplanten Anreizregulierung der Bundesnetzagentur. – 2008. – 112 S.  
Hamburg, Universität, Wirtschaftswissenschaften, Diplomarbeit, 2008



Krisp, A.: Der Deutsche Strommarkt in Europa – Zwischen Wettbewerb und Umweltschutz. – 2007. – 247 S.

Gießen, Justus-Liebig-Universität, Institut für Politikwissenschaft,  
Dissertation, 2007

### **Zeitschriften**

Coccioni, R.: Instandhaltung von Mittelspannungsschaltanlagen gestern und heute. In: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik. – Wien: Springer. – 1998

## V Anhang

### Berechnungstabellen Werkzeug Variantenbeurteilung - Umbaumaßnahme 1

Ausgangssituation A	Kunden				Leitungslängen			Ring ver bind ung	Um sch alt AM	Trafostation				Betriebskosten TN	Ausgabewirksame Kosten AwK	Häufigkeit VU Hvu	Ausfallzeit Tr.St. TA'	Ausfallkosten AN
	Haushalt	Landwirtschaft	Gewerbe	Industrie	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel			Freileitung		Kabel		Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Störungen pro Abgang	Stunden pro Abgang	Kosten pro Abgang
					km	km	km			MB1	MB2	Febau	UF2742	EUR	EUR	Störungen/Jahr	Stunden	EUR
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	13,6	1,5	2,2			3	6	5	1	1.040.787	3.071.977	2,66	3,16	1.499.520
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	6,8	0,7	0,0			2	4	2	0	527.990	1.543.908	1,60	2,56	592.401
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	12,7	0,7	4,8			4	5	6	6	1.206.098	3.869.008	2,71	3,76	1.709.725
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	1,1	0,0	0,0			0	0	1	0	158.035	566.357	0,70	3,00	1.317.675
														0	0	0,00	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
Umspannwerk	1290	318	170	2	34,1	2,9	7			9	15	14	7					

Umbaumaßnahme U	Kunden				Leitungslängen			Ring ver bind ung	Um sch alt AM	Trafostation				Betriebskosten TN	Ausgabewirksame Kosten AwK	Häufigkeit VU Hvu	Ausfallzeit Tr.St. TA'	Ausfallkosten AN
	Haushalt	Landwirtschaft	Gewerbe	Industrie	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel			Freileitung		Kabel		Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Störungen pro Abgang	Stunden pro Abgang	Kosten pro Abgang
					km	km	km			MB1	MB2	Febau	UF2742	EUR	EUR	VU/Jahr	Stunden	EUR
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	13,6	1,5	2,2			3	6	5	1	1.040.787	3.071.977	2,66	3,16	1.499.520
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	6,8	0,7	0,0			2	4	2	0	527.990	1.543.908	1,60	2,56	592.401
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	12,7	0,7	4,8			4	5	6	6	1.206.098	3.869.008	2,71	3,76	1.709.725
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	1,1	0,0	0,0	F		0	0	1	0	158.035	566.357	0,61	2,00	758.712
Abgang 5 "Industrie 2"					1,3									133.859	469.481	0,59	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
														0	0	0,00	0,00	0
Umspannwerk	1290	318	170	2	35,4	2,9	7			9	15	14	7					

Abb. V-1 Screenshot – Benutzerboard Eingabemaske

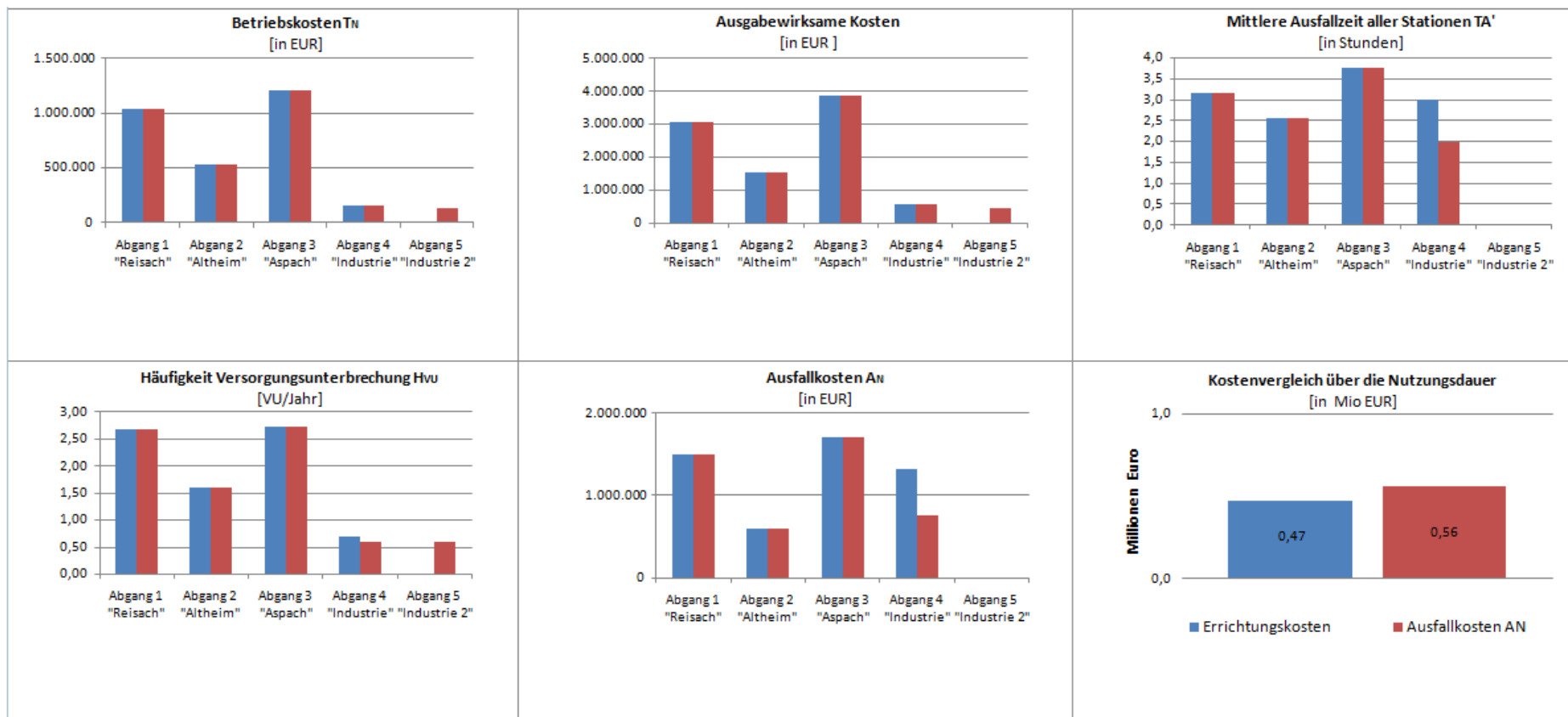


Abb. V-2 Screenshot – Benutzerboard Ausgabediagramme

## 1 Produktkatalog Stand: 01.01.2010 (Schätzkosten)

### 1.1 Trafostationen Neubau elektrischer Teil (ohne Trafo)

#### 1.1.1 Freileitungstrafostation

Masttrafostation 1-stielig 30 kV elektrisch	9.000	EUR
Masttrafostation 2-stielig 30 kV elektrisch	11.500	EUR
Turmstation FEBAU 30kV elektr. 3 Abzweige	35.500	EUR

#### 1.1.2 Kabeltrafostation

Kabelstation UF2742 30kV SF6 3 Abgänge	44.000	EUR
--	--------	-----

### 1.2 Trafostationen Neubau baulicher Teil

#### 1.2.1 Freileitungstrafostation

Masttrafostation 1-stielig baulich	10.500	EUR
Masttrafostation 2-stielig baulich (incl. Fundament)	14.500	EUR
Turmstation FEBAU baulich	36.500	EUR

#### 1.2.2 Kabeltrafostation

Kabelstation UF2742 baulich	20.500	EUR
-----------------------------	--------	-----

### 1.3 Mittelspannung-Freileitung (30 kV)

#### 1.3.1 Leiterseilzug, Seilmontage & Errichtung Maststützpunkte

Montage von Isolator-Abspannketten und Leiterseilzug (pro km)	48.000	EUR
---	--------	-----

### 1.4 Mittelspannung-Kabel (30 kV)

#### 1.4.1 Kabelverlegung inkl. Grabung und Material

Kabel 30kV 3x240 mm² Al (pro km)	100.000	EUR
----------------------------------	---------	-----

### 1.5 Umspannwerk Neubau baulicher & elektrischer Teil (inkl. Trafo)

Schalt + Leittechnik (pro Abgang)	190.000	EUR
Transformator 20MVA	380.000	EUR
Gebäude baulich	290.000	EUR

### 1.6 Niederspannungstransformatoren

#### 1.6.1 Verteiltransformator inkl. Montage

Niederspannungstrafo 630kVA (Durchschnittspreis)	11.500	EUR
--	--------	-----

### 1.7 Umschaltautomatik eines Umspannwerk Abganges

#### 1.7.1 Automatische Umschalteinheit

Umschaltautomatik (Kosten je Abgang)	23.500	EUR
--------------------------------------	--------	-----

Abb. V-3 Screenshot – Produktkatalog

1 Errichtungskosten Ausgangssituation										
1.1 Berechnung der Kosten Umspannwerk 110/30kV										
Gebäude baulich			290.000	EUR						
Transformator 20MVA			380.000	EUR						
Schalt + Leittechnik (1 Abgang)			190.000	EUR						
Schalt + Leittechnik (alle Abgänge)	8		1.520.000	EUR						
Summe Kosten Umspannwerk (Gesamt)			2.190.000	EUR						
Summe Kosten Umspannwerk (pro Abgang)				273.750	EUR					
1.2 Berechnung der Leitungskosten pro Abgang										
	Freileitung o.Wald	Leitungslängen Freileitung m. Wald	Kabel	Produktpreise		Errichtungskosten				
	km	km	km	Freileitung EUR/km	Kabel EUR/km	Freileitung o.W. EUR	Freileitung m. Wald EUR	Kabel EUR	Kabel + Freileitung EUR	
Abgang 1 "Reisach"	13,6	1,5	2,2	48.000	100.000	650.400	71.040	224.500	945.940	
Abgang 2 "Altheim"	6,8	0,7	0,0	48.000	100.000	328.704	34.464	0	363.168	
Abgang 3 "Aspach"	12,7	0,7	4,8	48.000	100.000	607.776	35.184	477.700	1.120.660	
Abgang 4 "Industrie"	1,1	0,0	0,0	48.000	100.000	51.072	0	0	51.072	
0	0,0	0,0	0,0	48.000	100.000	0	0	0	0	
0	0,0	0,0	0,0	48.000	100.000	0	0	0	0	
0	0,0	0,0	0,0	48.000	100.000	0	0	0	0	
0	0,0	0,0	0,0	48.000	100.000	0	0	0	0	
0	0,0	0,0	0,0	48.000	100.000	0	0	0	0	
1.3 Kosten einer Durchschnittlichen Trafostation										
1.3.1 Einstielige Masttrafostation [MB1]										
Masttrafostation 1-stielig 30 kV elektrisch		9.000	EUR							
Masttrafostation 1-stielig baulich		10.500	EUR							
Niederspannungstrafo 630kVA		11.500	EUR							
Summe Kosten Trafostation		31.000	EUR							
1.3.2 Zweistielige Masttrafostation [MB2]										
Masttrafostation 2-stielig 30 kV elektrisch		11.500	EUR							
Masttrafostation 2-stielig baulich (incl. Fundament)		14.500	EUR							
Niederspannungstrafo 630kVA		11.500	EUR							
Summe Kosten Trafostation		37.500	EUR							
1.3.3 Turmstation FEBAU [FB1]										
Turmstation FEBAU 30kV elektr. 3 Abzweige		35.500	EUR							
Turmstation FEBAU baulich		36.500	EUR							
Niederspannungstrafo 630kVA		11.500	EUR							
Summe Kosten Trafostation		83.500	EUR							
1.3.4 Kabeltrafostation [UF2742]										
Kabelstation UF2742 30kV SF6 3 Abgänge		44.000	EUR							
Kabelstation UF2742 baulich		20.500	EUR							
Niederspannungstrafo 630kVA		11.500	EUR							
Summe Kosten Trafostation		76.000	EUR							
1.4 Berechnung der Trafostationskosten pro Abgang										
		Trafostationen			Durchschnittskosten einer Trafostation				Errichtungskosten	
		Freileitung	Kabel		Freileitung	Kabel		Freileitung	Kabel	Kosten pro Abgang
	MB1	MB2	Febau	UF2742	MB1	MB2	Febau	UF2742	MB1	MB2
Abgang 1 "Reisach"	3	6	5	1	31.000	37.500	83.500	76.000	93.000	225.000
Abgang 2 "Altheim"	2	4	2	0	31.000	37.500	83.500	76.000	62.000	150.000
Abgang 3 "Aspach"	4	5	6	6	31.000	37.500	83.500	76.000	124.000	187.500
Abgang 4 "Industrie"	0	0	1	0	31.000	37.500	83.500	76.000	0	83.500
0	0	0	0	0	31.000	37.500	83.500	76.000	0	0
0	0	0	0	0	31.000	37.500	83.500	76.000	0	0
0	0	0	0	0	31.000	37.500	83.500	76.000	0	0
0	0	0	0	0	31.000	37.500	83.500	76.000	0	0
0	0	0	0	0	31.000	37.500	83.500	76.000	0	0
1.5 Berechnung der Gesamterrichtungskosten pro Abgang (Annahme: Teuerung der Stundensätze gleicht sich mit sinkenden Preisen für elektrische Betriebsmittel aus)										
	Umspannwerk Kosten pro Abgang	Freileitung o. Wald Kosten pro Abgang	Errichtungskosten Freileitung m. Wald Kosten pro Abgang	Kabel Kosten pro Abgang	Trafostation Kosten pro Abgang	Summe Kosten pro Abgang				
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR				
Abgang 1 "Reisach"	273.750	650.400	71.040	224.500	811.500	2.031.190				
Abgang 2 "Altheim"	273.750	328.704	34.464	0	379.000	1.015.918				
Abgang 3 "Aspach"	273.750	607.776	35.184	477.700	1.268.500	2.662.910				
Abgang 4 "Industrie"	273.750	51.072	0	0	83.500	408.322				
0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0				

Abb. V-4 Screenshot – Ausgabewirksame Kosten Ausgangssituation 1.Tab.

## 2 Betriebskosten Ausgangssituation

### 2.1 Berechnung der Betriebskosten pro Jahr

	Errichtungskosten					Betriebskosten / Jahr					Summe Kosten pro Abgang
	Umspannwerk	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel	Trafostation	Umspannwerk	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel	Trafostation	
	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	
Abgang 1 "Reisach"	273.750	650.400	71.040	224.500	811.500	5.475	32.520	4.973	3.368	20.288	66.623
Abgang 2 "Altheim"	273.750	328.704	34.464	0	379.000	5.475	16.435	2.412	0	9.475	33.798
Abgang 3 "Aspach"	273.750	607.776	35.184	477.700	1.268.500	5.475	30.389	2.463	7.166	31.713	77.205
Abgang 4 "Industrie"	273.750	51.072	0	0	83.500	5.475	2.554	0	0	2.088	10.116
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 2.2 Berechnung der Betriebskosten über die Nutzungsdauer

	Betriebskosten /Jahr Kosten pro Abgang	Abzinsfaktor Faktor pro Abgang	Betriebskosten TN Kosten pro Abgang
	EUR	-----	EUR
Abgang 1 "Reisach"	66.623	15,62	1.040.787
Abgang 2 "Altheim"	33.798	15,62	527.990
Abgang 3 "Aspach"	77.205	15,62	1.206.098
Abgang 4 "Industrie"	10.116	15,62	158.035
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0

## 3 Ausgabewirksame Kosten Ausgangssituation

### 3.1 Berechnung der Ausgabewirksamen Kosten Awk je Abgang

	Errichtungskosten Kosten pro Abgang	Betriebskosten TN Kosten pro Abgang	Ausgabewirksame Kosten Awk Kosten pro Abgang
	EUR	EUR	EUR
Abgang 1 "Reisach"	2.031.190	1.040.787	3.071.977
Abgang 2 "Altheim"	1.015.918	527.990	1.543.908
Abgang 3 "Aspach"	2.662.910	1.206.098	3.869.008
Abgang 4 "Industrie"	408.322	158.035	566.357
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0

Abb. V-5 Screenshot – Ausgabewirksame Kosten Ausgangssituation 2.Tab.



## 2 Betriebskosten Umbaumaßnahme

### 2.1 Berechnung der Betriebskosten pro Jahr

	Errichtungskosten						Betriebskosten / Jahr					
	Umspannwerk	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel	Trafostation	Umspannwerk	Freileitung o. Wald	Freileitung m. Wald	Kabel	Trafostation	Summe	
	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	Kosten pro Abgang	
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	
Abgang 1 "Reisach"	273.750	650.400	71.040	224.500	811.500	5.475	32.520	4.973	3.368	20.288	66.623	
Abgang 2 "Altheim"	273.750	328.704	34.464	0	379.000	5.475	16.435	2.412	0	9.475	33.798	
Abgang 3 "Aspach"	273.750	607.776	35.184	477.700	1.268.500	5.475	30.389	2.463	7.166	31.713	77.205	
Abgang 4 "Industrie"	273.750	51.072	0	0	83.500	5.475	2.554	0	0	2.088	10.116	
Abgang 5 "Industrie 2"	273.750	61.872	0	0	0	5.475	3.094	0	0	0	8.569	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

### 2.2 Berechnung der Betriebskosten über die Nutzungsdauer

	Betriebskosten /Jahr	Abzinsfaktor	Betriebskosten TN
	Kosten pro Abgang EUR	Faktor pro Abgang -----	Kosten pro Abgang EUR
Abgang 1 "Reisach"	66.623	15,62	1.040.787
Abgang 2 "Altheim"	33.798	15,62	527.990
Abgang 3 "Aspach"	77.205	15,62	1.206.098
Abgang 4 "Industrie"	10.116	15,62	158.035
Abgang 5 "Industrie 2"	8.569	15,62	133.859
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0

## 3 Ausgabewirksame Kosten Umbaumaßnahme

### 3.1 Berechnung der Ausgabewirksamen Kosten Awk je Abgang

	Errichtungskosten	Betriebskosten TN	Ausgabewirksame Kosten Awk
	Kosten pro Abgang EUR	Kosten pro Abgang EUR	Kosten pro Abgang EUR
Abgang 1 "Reisach"	2.031.190	1.040.787	3.071.977
Abgang 2 "Altheim"	1.015.918	527.990	1.543.908
Abgang 3 "Aspach"	2.662.910	1.206.098	3.869.008
Abgang 4 "Industrie"	408.322	158.035	566.357
Abgang 5 "Industrie 2"	335.622	133.859	469.481
0	0	0	0
0	0	0	0
0	0	0	0

Abb. V-7 Screenshot – Ausgabewirksame Kosten Umbaumaßnahme 2.Tab.



## 1 Ausfallkosten Ausgangssituation

### 1.1 Berechnung der Häufigkeit einer Versorgungsunterbrechung pro Jahr "Hvu"

	Freileitung km	Betriebsmittel		Umspannwerk Anzahl	Durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechung pro Jahr "Hvu"				Summe Störungen/a
		Kabel km	Trafostation Anzahl		Freileitung Störungen/a.km	Kabel Störungen/a.km	Trafostation Störungen/a.Trafostation	Umspannwerk Störungen/a.Umspannwerk	
Abgang 1 "Reisach"	15	2	15	1	0,11	0,03	0,0255	0,56	2,663
Abgang 2 "Altheim"	8	0	8	1	0,11	0,03	0,0255	0,56	1,596
Abgang 3 "Aspach"	13	5	21	1	0,11	0,03	0,0255	0,56	2,712
Abgang 4 "Industrie"	1	0	1	1	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,703
0	0	0	0	0	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,000
0	0	0	0	0	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,000
0	0	0	0	0	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,000
0	0	0	0	0	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,000

### 1.2 Berechnung der mittleren Ausfallzeit aller Stationen "TA"

	Freileitung km	Betriebsmittel		Durchschnittliche Ausfallzeit TA		Gewichtungsfaktor g		Ausfallzeit gewichtet		TA' h
		Kabel km	Trafostation Anzahl	Freileitung h	Kabel h	Freileitung %	Kabel %	Freileitung+Kabel h	Trafostationen h	
Abgang 1 "Reisach"	15	2	15	3	12	87	13	4,2	3,16	
Abgang 2 "Altheim"	8	0	8	3	12	100	0	3,0	2,56	
Abgang 3 "Aspach"	13	5	21	3	12	74	26	5,4	3,76	
Abgang 4 "Industrie"	1	0	1	3	12	100	0	3,0	3,00	
0	0	0	0	3	12	0	0	0,0	0,00	
0	0	0	0	3	12	0	0	0,0	0,00	
0	0	0	0	3	12	0	0	0,0	0,00	
0	0	0	0	3	12	0	0	0,0	0,00	

### 1.3 Berechnung der Durchschnittlichen Ausfallleistung "PA"

	Kunden pro Abgang				Durchschnittliche Leistung "P"				Durchschnittliche Ausfallleistung "PA"			
	Haushalt Anzahl	Landwirtschaft Anzahl	Gewerbe Anzahl	Industrie Anzahl	Haushalt kW	Landwirtschaft kW	Gewerbe kW	Industrie kW	Haushalt kW	Landwirtschaft kW	Gewerbe kW	Industrie kW
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	3	6	25	3.000	981	738	1.575	0
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	3	6	25	3.000	966	480	1.275	0
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	3	6	25	3.000	1.923	690	1.400	0
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	3	6	25	3.000	0	0	0	6.000
0	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0
0	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0
0	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0
0	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0

### 1.4 Berechnung der Ausfallkosten pro Jahr "Ak"

$$AK=PA*(Hvu,TA',kW)$$

	Durchschnittliche Ausfallleistung "PA"				Hvu Störungen/a	TA' h	Spezifische Arbeitsbezogene Ausfallkosten Kv				Ausfallkosten pro Jahr Ak				Summe EUR
	Haushalt kW	Landwirtschaft kW	Gewerbe kW	Industrie kW			Haushalt EUR/kWh	Landwirtschaft EUR/kWh	Gewerbe EUR/kWh	Industrie EUR/kWh	Haushalt EUR	Landwirtschaft EUR	Gewerbe EUR	Industrie EUR	
Abgang 1 "Reisach"	981	738	1.575	0	2,663	3,16	0,53	0,53	6,67	6,67	4.372	3.289	88.327	0	95.987
Abgang 2 "Altheim"	966	480	1.275	0	1,596	2,56	0,53	0,53	6,67	6,67	2.094	1.041	34.786	0	37.921
Abgang 3 "Aspach"	1.923	690	1.400	0	2,712	3,76	0,53	0,53	6,67	6,67	10.402	3.733	95.308	0	109.443
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	6.000	0,703	3,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	84.347	84.347
0	0	0	0	0	0,000	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0,000	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0,000	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0,000	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0

### 1.5 Berechnung der Ausfallkosten über die Nutzungsdauer "AN"

$$AN=AK.d$$

	Ausfallkosten "Ak"/Jahr Kosten pro Abgang EUR	Abzinsfaktor Faktor pro Abgang -----	Ausfallkosten AN Kosten pro Abgang EUR
Abgang 1 "Reisach"	95.987	15,62	1.499.520
Abgang 2 "Altheim"	37.921	15,62	592.401
Abgang 3 "Aspach"	109.443	15,62	1.709.725
Abgang 4 "Industrie"	84.347	15,62	1.317.675
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0
0	0	15,62	0

Abb. V-8 Screenshot – Ausfallkosten Ausgangssituation

## 1 Ausfallkosten Umbaumaßnahme

### 1.1 Berechnung der Häufigkeit einer Versorgungsunterbrechung pro Jahr "Hvu"

	Freileitung km	Betriebsmittel		Umspannwerk Anzahl	Durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechung pro Jahr "Hvu"				Summe Störungen/a
		Kabel km	Trafostation Anzahl		Freileitung Störungen/a.km	Kabel Störungen/a.km	Trafostation Störungen/a.Trafostation	Umspannwerk Störungen/a	
Abgang 1 "Reisach"	15	2	15	1	0,11	0,03	0,0255	0,56	2,663
Abgang 2 "Altheim"	8	0	8	1	0,11	0,03	0,0255	0,56	1,596
Abgang 3 "Aspach"	13	5	21	1	0,11	0,03	0,0255	0,56	2,712
Abgang 4 "Industrie"	1	0	1	1	0,02	0,03	0,0255	0,56	0,607
Abgang 5 "Industrie 2"	1	0	0	1	0,02	0,03	0,0255	0,56	0,586
0	0	0	0	0	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,000
0	0	0	0	0	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,000
0	0	0	0	0	0,11	0,03	0,0255	0,56	0,000

### 1.2 Berechnung der mittleren Ausfallzeit aller Stationen "TA"

	Freileitung km	Betriebsmittel		Durchschnittliche Ausfallzeit TA		Gewichtungsfaktor g		ø Ausfallzeit gewichtet		TA' h
		Kabel km	Trafostation Anzahl	Freileitung h	Kabel h	Freileitung %	Kabel %	Freileitung+Kabel h	Trafostationen	
Abgang 1 "Reisach"	15	2	15	3	12	87	13	4,2	3,16	
Abgang 2 "Altheim"	8	0	8	3	12	100	0	3,0	2,56	
Abgang 3 "Aspach"	13	5	21	3	12	74	26	5,4	3,76	
Abgang 4 "Industrie"	1	0	1	3	12	100	0	3,0	2,00	
Abgang 5 "Industrie 2"	1	0	0	3	12	100	0	3,0	0,00	
0	0	0	0	3	12	0	0	0,0	0,00	
0	0	0	0	3	12	0	0	0,0	0,00	
0	0	0	0	3	12	0	0	0,0	0,00	

### 1.3 Berechnung der Durchschnittlichen Ausfallleistung "PA"

	Kunden pro Abgang				Durchschnittliche Leistung "P"				Durchschnittliche Ausfallleistung "PA"			
	Haushalt Anzahl	Landwirtschaft Anzahl	Gewerbe Anzahl	Industrie Anzahl	Haushalt kW	Landwirtschaft kW	Gewerbe kW	Industrie kW	Haushalt kW	Landwirtschaft kW	Gewerbe kW	Industrie kW
Abgang 1 "Reisach"	327	123	63	0	3	6	25	3.000	981	738	1.575	0
Abgang 2 "Altheim"	322	80	51	0	3	6	25	3.000	966	480	1.275	0
Abgang 3 "Aspach"	641	115	56	0	3	6	25	3.000	1.923	690	1.400	0
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	2	3	6	25	3.000	0	0	0	6.000
Abgang 5 "Industrie 2"	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0
0	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0
0	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0
0	0	0	0	0	3	6	25	3.000	0	0	0	0

### 1.4 Berechnung der Ausfallkosten pro Jahr "Ak"

$$AK=PA*(Hvu.TA'.KW)$$

	Durchschnittliche Ausfallleistung "PA"				Hvu Störungen/a	TA' h	Spezifische Arbeitsbezogene Ausfallkosten Kv				Ausfallkosten pro Jahr Ak				Summe EUR
	Haushalt kW	Landwirtschaft kW	Gewerbe kW	Industrie kW			Haushalt EUR/kWh	Landwirtschaft EUR/kWh	Gewerbe EUR/kWh	Industrie EUR/kWh	Haushalt EUR	Landwirtschaft EUR	Gewerbe EUR	Industrie EUR	
Abgang 1 "Reisach"	981	738	1.575	0	2,663	3,16	0,53	0,53	6,67	6,67	4.372	3.289	88.327	0	95.987
Abgang 2 "Altheim"	966	480	1.275	0	1,596	2,56	0,53	0,53	6,67	6,67	2.094	1.041	34.786	0	37.921
Abgang 3 "Aspach"	1.923	690	1.400	0	2,712	3,76	0,53	0,53	6,67	6,67	10.402	3.733	95.308	0	109.443
Abgang 4 "Industrie"	0	0	0	6.000	0,607	2,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	48.567	48.567
Abgang 5 "Industrie 2"	0	0	0	0	0,586	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0,000	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0,000	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0,000	0,00	0,53	0,53	6,67	6,67	0	0	0	0	0

### 1.5 Berechnung der Ausfallkosten über die Nutzungsdauer "AN"

$$AN=AK.d$$

	Ausfallkosten "Ak"/Jahr Kosten pro Abgang EUR	Abzinsfaktor Faktor pro Abgang -----	Ausfallkosten AN Kosten pro Abgang EUR	Differenz AN Kosten pro Abgang EUR
Abgang 1 "Reisach"	95.987	15,62	1.499.520	0
Abgang 2 "Altheim"	37.921	15,62	592.401	0
Abgang 3 "Aspach"	109.443	15,62	1.709.725	0
Abgang 4 "Industrie"	48.567	15,62	758.712	558.962
Abgang 5 "Industrie 2"	0	15,62	0	0
0	0	15,62	0	0
0	0	15,62	0	0
0	0	15,62	0	0
				<b>558.962</b>

Abb. V-9 Screenshot – Ausfallkosten Umbaumaßnahme

1 Allgemeine technische Angaben			
Dauer für manuelle Umschaltmaßnahme T <sub>UM</sub>	2	h	
Dauer elektronische Umschaltautomatik T <sub>UMA</sub>	0,08	h	
2 Kundendaten			
2.1 Durchschnittliche Leistung der Kunden "P"			
Haushalte	3	kW	
Landwirtschaft	6	kW	
Gewerbe	25	kW	
Industrie	3000	kW	
3 Störungsdaten Mittelspannungsnetz (EAG Statistik)			
3.1 Durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbr. pro Jahr "H <sub>VU</sub> "	Einfachleitung	Ringleitung	
30-kV-Freileitung	0,11	0,02	Störungen/a.km
30-kV-Kabel	0,03	0,005	Störungen/a.km
Trafostation	0,0255	Störungen/a.Trafostation	
Umspannwerk	0,56	Störungen/a.Umspannwerk	
3.2 Durchschnittliche Ausfallzeit "T <sub>A</sub> "			
30-kV-Freileitung	3	h	
30-kV-Kabel	12	h	
4 Allgemeine wirtschaftliche Angaben			
Realer Zinssatz (Teuerungsrate bereits berücksichtigt)	4,0	%	
Nominalzins	6,0	%	
Nutzungsdauer	25	Jahre	
Betriebskosten "Umspannwerk" (Prozent von den Errichtungskosten)	2,0	%	
Betriebskosten "Freileitungen o.Wald" (Prozent von den Errichtungskosten)	5,0	%	
Betriebskosten "Freileitungen m.Wald" (Prozent von den Errichtungskosten)	7,0	%	
Betriebskosten "Kabel" (Prozent von den Errichtungskosten)	1,5	%	
Betriebskosten "Trafostation" (Prozent von den Errichtungskosten)	2,5	%	
Jährliche Teuerungsrate e	2,0	%	
5 Spezifische Arbeitsbezogene Ausfallkosten (ungeplante Unterbrechungskosten)			
Haushalte	0,53	€/kWh	
Landwirtschaft	0,53	€/kWh	
Gewerbe	6,67	€/kWh	
Industrie	6,67	€/kWh	

**Abb. V-10 Screenshot – Konstante Parameter**

## **VI Eidesstattliche Erklärung**

Hiermit versichere ich, dass die vorliegende Diplomarbeit von mir selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt worden ist, insbesondere dass ich alle Stellen, die wörtlich oder annähernd wörtlich aus Veröffentlichungen entnommen sind, durch Zitate als solche gekennzeichnet habe. Weiterhin erkläre ich, dass die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen hat.

Ich versichere, dass die von mir eingereichte schriftliche Version mit der digitalen Version der Arbeit übereinstimmt.

Tiefgraben, 01. April 2010

Matthias Loderbauer